

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITECNICA SUPERIOR



DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO FIN DE CARRERA

Ingeniería Mecánica

Análisis de una manta flexible fotovoltaica de silicio amorfo bajo diferentes condiciones climatológicas y de posición.

AUTOR: Santiago Vidal Blázquez.

TUTOR: Dr. Jorge Martínez Crespo.

Leganés, 21 de Junio de 2017

Índice

Índice de figuras.....	2
Índice de tablas	3
Índice de ecuaciones.....	4
Agradecimientos	5
Resumen del proyecto.	6
Abstract.....	7
1. Introducción.....	8
1.1 Objetivos.	9
1.2 Estructura del proyecto.	9
2. La Energía Solar.	11
2.1 Estado del Arte.....	16
2.1.1 Pérdidas en la producción de energía fotovoltaica.	16
2.1.2 Orientación e inclinación en módulos fotovoltaicos.	17
3. Descripción del proyecto. Materiales y métodos.	18
3.1 Métodos de inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos.	22
4. Medidas experimentales y resultados.....	28
4.1 Algunas comparaciones entre ensayos de la primera parte.....	32
4.2 Orientación e inclinación óptima. Experimentación.....	35
5. Análisis con software PVSyst.	41
6. Conclusiones.	46
7. Normativa.	48
8. Entorno socio-económico.	51
9. Bibliografía.....	53
Anexos. Índice de figuras y tablas.	55
Anexo I. Datos experimentales. Moa.	56
Anexo II. Uso básico del software PVsyst.	69
Anexo III. Resultados obtenidos mediante software PVSyst.....	77
Anexo IV. Artículo de Revista Científica. “Parámetros operacionales de mantas flexibles fotovoltaicas de silicio amorfo en condiciones de clima tropical.”	84

Índice de figuras

Figura 1. Radiación Solar.....	8
Figura 2. Tecnología Solar Térmica.	9
Figura 3. Evolución Costes Fotovoltaica (Fuente: Abengoa).....	11
Figura 4. Gráfico de la potencia neta instalada en España en 2015 (UNEF, 2016).	12
Figura 5. Diferentes tipos de tecnología fotovoltaica con sus diferentes rendimientos (Wenhua, 2016). .	13
Figura 6. Efecto Staebler-Wronski o curva de la degradación de eficiencia.	14
Figura 7. División interna de una manta flexible de silicio amorfo.....	14
Figura 8. Integración de manta flexible en la cubierta de una nave industrial.	15
Figura 9. Instalación en suelo de la manta flexible fotovoltaica utilizada en ensayos.	19
Figura 10. Estación meteorológica WatchDog 2900ET.	20
Figura 11. Termómetro Infrarrojo con óptica de precisión PCE-IR 425.	20
Figura 12. Software de análisis de las capturas realizadas por la cámara termo-gráfica CA 1882.	21
Figura 13. Comprobador de módulos solares Evomex Solarmex 1000.....	21
Figura 14. Diferentes Gráficos y utilidades del programa PVSyst.	22
Figura 15. Posición de la Tierra en las diferentes estaciones.	22
Figura 16. Latitud de un lugar P.	23
Figura 17. Ángulo de inclinación de un módulo fotovoltaico.	23
Figura 18. Declinación solar.	24
Figura 19. Elevación solar , acimut solar y distancia cenital.	24
Figura 20. Materiales propios de los tejados de viviendas en Cuba (Cuba, 2012).....	27
Figura 21. Gráfico de la radiación global en el día 18-10-2016.....	28
Figura 22. Gráfico de temperaturas obtenidas el día de ensayo 18-10-2016	29
Figura 23. Gráfico de la intensidad de cortocircuito el día de ensayo 18-10-2016.....	30
Figura 24. Gráfico del voltaje de circuito abierto el día de ensayo 18-10-2016	30
Figura 25. Gráfico de máxima potencia.	31
Figura 26. Puntos de máxima potencia del ensayo frente a la radiación.....	32
Figura 27. Gráfico de las diferencias de radiación entre los dos días de ensayo del módulo EPV144S.	33
Figura 28. Imagen Termo-gráfica de la manta flexible. Izquierda ensayo 18-10, derecha ensayo 27-10-2016.....	33
Figura 29. Gráfico de las diferentes temperaturas obtenidas los dos días de ensayo.....	34
Figura 30. Gráfico de la intensidad de cortocircuito para los diferentes días de ensayo.	34
Figura 31. Gráfico del voltaje de circuito abierto para los diferentes días de ensayo.	35
Figura 32. Orientación de módulos fotovoltaicos: Izquierda en vertical, derecha en horizontal.....	36
Figura 33. Gráfica de la intensidad de cortocircuito frente a orientaciones para diferentes orientaciones.	37
Figura 34. Gráfica de la radiación captada durante el día para diferentes orientaciones.	37
Figura 35. Gráfica de la intensidad de cortocircuito durante el día para diferentes inclinaciones.	38
Figura 36. Gráfica de la radiación durante el día para diferentes inclinaciones.	39
Figura 37. Gráfico de la potencia horaria calculada por PVSyst por cada inclinación.....	40
Figura 38. Producciones del proyecto final en Moa obtenidas mediante software PVsyst.	44
Figura 39. Producciones del proyecto final en Madrid obtenidas mediante software PVsyst.....	44
Figura 40. Diagrama de pérdidas obtenidas por PVSyst para proyecto final en Moa.....	45
Figura 41. Diagrama de pérdidas obtenidas por PVSyst para proyecto final en Moa.....	45

Índice de tablas

<i>Tabla 1. Características técnicas de la manta flexible Resigum EPV 144S de 144Wp.</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 2. Máxima potencia ensayada vs Máxima potencia condiciones estándar PVSyst</i>	<i>31</i>
<i>Tabla 3. Valores característicos del módulo para diferentes orientaciones en plano horizontal</i>	<i>36</i>
<i>Tabla 4. Datos obtenidos PVSyst para el proyecto final en Moa, Cuba.</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 6. Datos obtenidos PVSyst para el proyecto final en Madrid, España.</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 7. Factor de Forma calculado por Pvsyst con sus respectivos datos.</i>	<i>43</i>
<i>Tabla 8. Porcentaje de pérdidas según tipo de método utilizado.....</i>	<i>47</i>

Índice de ecuaciones

<i>Ecuación 1. Declinación solar.</i>	<i>24</i>
<i>Ecuación 2. Altura Solar o elevación solar.</i>	<i>25</i>
<i>Ecuación 3. Inclinación óptima.</i>	<i>25</i>
<i>Ecuación 4. Cálculo del número del día del año.</i>	<i>25</i>
<i>Ecuación 5. Método de inclinación óptima anual.</i>	<i>26</i>
<i>Ecuación 6. Método Bombeo de agua.</i>	<i>26</i>
<i>Ecuación 7. Método para asegurar una energía mínima.</i>	<i>26</i>
<i>Ecuación 8. Método de captación regular anual.</i>	<i>26</i>
<i>Ecuación 9. Amortización funcional.</i>	<i>51</i>

Agradecimientos

Agradecimientos en primer lugar a la Universidad Carlos III de Madrid y el Instituto Superior Minero-Metalúrgico de Moa por permitir la realización de este trabajo vinculado al proyecto RENet en el cual participan estas universidades. También agradezco a mi tutor, Dr. Jorge Martínez Crespo, y profesores del Centro de Estudio de Energía y Tecnología Avanzada de Moa, en especial Dr. Reineris Montero Laurencio y Dr. Liomnis Osorio Laurencio, por la ayuda prestada durante el transcurso de esta investigación.

Sin olvidarse de familia, amigos y compañeros, tanto de Cuba como España, que colaboraron de una u otra forma en que este proyecto saliera adelante.

Muchas gracias a todos.

Resumen del proyecto.

En este proyecto se detallan una serie de ensayos de funcionamiento que se realizaron a unos módulos de capa fina de silicio amorfo de la serie EPV144S de la empresa RESIGUM en la ciudad de Moa (Cuba) durante el invierno del 2016 para determinar su trabajo bajo unas condiciones de clima tropical característico de Cuba. En ellos se pudo comprobar el efecto de la variación de los niveles de producción de energía en proporción con la radiación global adquirida, la temperatura superficial del módulo y las condiciones climatológicas. Se demostraron los cambios bruscos en producción ante las variaciones de nubosidad y se consiguió obtener una expresión que relaciona los niveles de radiación global sobre el plano con la potencia generada por el módulo mediante una regresión lineal.

Por otro lado, también se analizó el comportamiento de esta tecnología a diferentes inclinaciones y orientaciones obteniendo los óptimos para la ciudad de Moa en dirección sur y a una inclinación de 40° para ese día. Además se calcularon las pérdidas en cuanto a producción y captación de energía solar para diferentes inclinaciones y métodos de cálculo de la inclinación óptima anual para módulos fijos. Asimismo, se pudo comprobar que la orientación en planta no genera ningún cambio por lo que la instalación en horizontal o vertical se deja a decisión de la mejor instalación posible. Para ambos ensayos experimentales se utilizaron equipos de altas prestaciones para la obtención de datos tales como: una estación meteorológica, un termómetro infrarrojo con óptica de precisión y un comprobador de la eficiencia para módulos fotovoltaicos.

Por último se realizó un ensayo virtual (simulación) en lugares diferentes con el software de diseño fotovoltaico PVSyst para un conjunto de 7 mantas fotovoltaicas, similares a las utilizadas experimentalmente, para obtener la producción de energía anual del conjunto y analizar las diferencias existentes entre los dos proyectos para definir las posibles causas. Los lugares elegidos fueron Moa y Madrid al tener climas diferentes y ser sede de las universidades colaboradas en este proyecto. Los resultados determinaron que en Madrid se produce una mayor energía que el mismo sistema en la ciudad de Moa pudiendo ser el principal problema las claras diferencias de temperaturas medias entre ambas ciudades.

Abstract.

In this project a series of performance tests are carried out on some modules of thin-film amorphous silicon, series EPV144S of the RESIGUM company, in the town of Moa during the winter of 2016 in order to determine their work under tropical climate conditions, characteristic of Cuba. They failed to verify the effect of the variation in the levels of energy production in proportion with acquired global radiation, the surface temperature of the module and the weather conditions. Sudden changes in production showed themselves against variations in cloud cover and managed to get an expression that relates the levels of global radiation on the plane with the power generated by the module using a linear regression.

On the other hand, the behavior of this technology at different inclinations and orientations has been also analyzed obtaining the optimal for Moa town in southward direction and a slope of 40° for that day. The losses in terms of production and uptake of solar energy for different inclinations and methods of calculation of annual optimum inclination for fixed modules were also calculated. Moreover it was found that orientation in plant does not generate any change so installation in horizontal or vertical is left to the decision of the best installation possible. For both experimental test equipment of high performance were used to obtain data such as: a weather station, an infrared thermometer with precision optics and a tester of efficiency for photovoltaic modules.

Finally held a virtual testing in different places with photovoltaic design software PVSyst for a set of 7 photovoltaic blankets, similar to those used experimentally, in order to obtain annual energy of the whole production and analyze the differences between the two projects to define possible causes. The places chosen were Moa and Madrid, cities that have different climates and host partners universities in this project. The results determined that Madrid occurs in a higher energy than the same system in the town of Moa. This result could be determined by the clear differences of temperatures between the two cities.

1. Introducción.

La intensidad de radiación solar que recibe la Tierra desde el Sol oscila entre los 1.300 y los 1.400 W/m², una vez pasada la atmósfera se producen pérdidas por reflexión, absorción y dispersión que reducen la radiación solar en un 30% dependiendo del modelo de cielo o las condiciones climatológicas que haya. Esta radiación puede ser captada por vario tipos de módulos para transformar esa energía en un servicio ("El Sol, fuente básica de energía,").

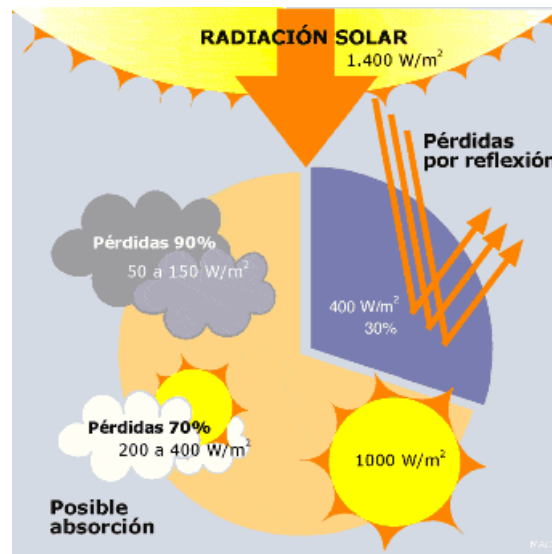


Figura 1. Radiación Solar.

Entre las distintas formas de explotación de esa energía solar destacan la termo-solar y la fotovoltaica. La primera de ellas usa la energía proveniente del sol para calentar agua y evitar así el uso de calderas, consiguiendo reducir el consumo energético. Las calderas convencionales se basan en los principios de la energía térmica mediante el uso de intercambiadores de calor, como se puede ver en la figura 2, mientras que la tecnología fotovoltaica usa unas células fotovoltaicas para transformar la radiación solar en energía eléctrica aprovechable. Esta forma de obtención de energía tiene un amplio campo de aplicación desde la utilización en productos de consumo, como relojes y calculadoras, hasta la electrificación de zonas sin suministro convencional como casas aisladas o instalaciones agrícolas o ganaderas.



Figura 2. Tecnología Solar Térmica.

1.1 Objetivos.

El objetivo de este proyecto es analizar el comportamiento de una manta flexible fotovoltaica de silicio amorfo modelo EPV 144S de la empresa RESIGUM ante las condiciones del clima tropical de Cuba y obtener su funcionamiento a diferentes inclinaciones y orientaciones. Se pretende de esta forma desarrollar un estudio de la capacidad de funcionamiento de esta tecnología sobre los tejados construidos tanto en Cuba como en España.

El primer estudio se basa en el comportamiento que presenta una manta flexible de silicio amorfo según las condiciones de operación que presenta el ambiente, con el objetivo de establecer las diferencias ocurridas en un día soleado y otro día con cierta nubosidad.

El siguiente estudio corresponde al comportamiento de esta tecnología a diferentes orientaciones y grados de inclinación típicos en la instalación durante un día soleado, con el objetivo de conocer cómo se comporta este material a diferentes inclinaciones para futuras instalaciones en tejados inclinados.

Para el último estudio se usará la herramienta PVsyst para determinar las diferencias entre la instalación de esta tecnología en un clima tropical (Cuba) y un clima mediterráneo (España). Para ello se analizará esa tecnología a una cierta inclinación, que sea común en los tejados de ambos países, para su futura implementación.

Las medidas para los dos primeros estudios se obtuvieron en los ensayos realizados en el Instituto Superior Minero-Metalúrgico de Moa, Cuba, mientras que en el último ensayo, las medidas dadas por el programa corresponden a los datos proporcionados por el software PVsyst. Así se llegará a la conclusión sobre las capacidades reales de este tipo de tecnología en clima tropical y su implementación a orientaciones e inclinaciones diversas. Asimismo, se podrá valorar la posibilidad para implementar esta tecnología en España.

1.2 Estructura del proyecto.

En el capítulo 2 se expone la teoría relacionada con los módulos solares fotovoltaicos de silicio amorfo. Se hace un análisis del crecimiento en el uso de esta tecnología en el mundo haciendo un énfasis en los países de ensayo, Cuba y España. Se añaden los diferentes tipos de

módulos fotovoltaicos existentes en el mercado actual, con una breve explicación de sus características técnicas en las categorías más utilizadas y con un mayor hincapié en la tecnología investigada. También se detallan los beneficios de la instalación fotovoltaica en edificios frente a la instalación en suelo. Y por último se analiza el estado del arte relacionado con el proyecto realizado.

En el capítulo 3 se señalan los elementos utilizados para las diferentes mediciones necesarias, desde la obtención de radiación sobre plano inclinado hasta la medición de la temperatura superficial de la manta flexible o módulo fotovoltaico de capa fina. Se reflejan también los diferentes métodos de cálculo de la inclinación óptima según los diferentes tipos de mejora como puede ser la inclinación óptima para un día expuesto o la inclinación óptima en función de un periodo de tiempo.

En el capítulo 4 se especifican los resultados obtenidos en los diferentes ensayos experimentales realizados al módulo fotovoltaico de silicio amorfo, diferenciando entre dos ensayos realizados. En el primero se analiza el funcionamiento de estas mantas flexibles bajo unas condiciones climatológicas de clima tropical, y en el segundo se estudia la influencia del ángulo de inclinación, así como la orientación, en la producción de energía para este tipo de tecnología.

En el capítulo 5 se analizan los resultados de unos ensayos virtuales (simulaciones) realizados con el software PVSyst para analizar la producción de energía de las mantas flexibles de silicio amorfo en diferentes lugares. Se exponen las diferencias entre los resultados obtenidos para la ciudad de Madrid y para la ciudad de Moa.

En el capítulo 6 se analizan las conclusiones del proyecto expuesto.

En el capítulo 7 se describe la normativa aplicada a la producción de energía en Madrid y en Cuba. Resaltando la normativa española al no existir en Cuba una normativa aplicable para este tipo de obtención de energía.

En el capítulo 8 se señala el entorno socio-económico con la posibilidad de implementación de esta tecnología y su viabilidad productiva. Se realiza una amortización técnica del módulo fotovoltaico para visualizar un posible beneficio en el sistema con el ahorro en la factura de la luz.

2. La Energía Solar.

Desde la revolución industrial, el consumo de energía mundial ha crecido de forma continuada. La principal fuente de energía ha sido la proveniente de los combustibles fósiles pero los últimos 20 años se ha comenzado a dar importancia a las energías renovables, al ser provechosas tanto para el consumo como para el medio ambiente.

Entre todas las energías renovables destacan en cuanto a niveles de producción: la energía hidráulica, la eólica, la fotovoltaica, la geotérmica y la biomasa. La tecnología fotovoltaica es la más reciente de las formas de producción de electricidad que se ha incorporado al mercado, ganando cuota al ritmo al que las tecnologías precedentes han ido manifestando limitaciones y dificultades. Aunque la tecnología fotovoltaica aún resulta ligeramente más cara que las convencionales, su costo va disminuyendo progresivamente y recibe subvenciones, ayudas o mejoras para hacer más accesible esta energía al ciudadano (Lorenzo, 2014).

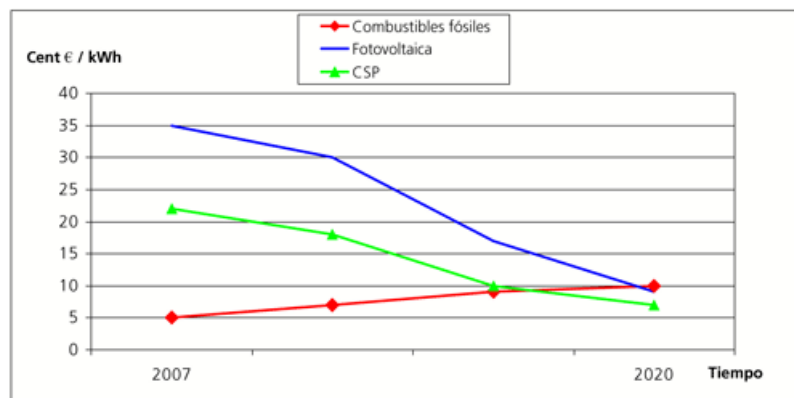


Figura 3. Evolución Costes Fotovoltaica (Fuente: Abengoa).

En 2015 se dio un fuerte crecimiento en el mercado global de la fotovoltaica con un aumento de la capacidad instalada del 26,5 % con respecto al año anterior. Este crecimiento es liderado por China, Japón y EEUU con una capacidad de 33 GW para estos tres estados, siguiéndoles 8 estados con más de 1 GW instalado (Nowak, 2016). Pero el crecimiento no es lineal en todos los países del mundo. Por un lado, el número de países emergentes, con políticas económicas de apoyo a las renovables, ha aumentado más de 6 veces en tan solo ocho años. Por otro lado, las incertidumbres en las políticas públicas y el precio, ha contribuido a disminuir su apoyo en algunos países europeos (A. Fernandez, 2014).

En Cuba se han realizado grandes esfuerzos para conseguir su propio suministro eléctrico y no depender de otros países debido principalmente al bloqueo impuesto por EEUU. En el plan energético desarrollado por el gobierno cubano, la explotación de radiación solar ocupa un gran espacio al ser un recurso abundante con un promedio superior a 1.800 kW/h/m², lo que hace interesante la inversión en este tipo de tecnología. En la actualidad ya están activos más de 15 parques fotovoltaicos que pueden producir 1GWh al año, lo que supone un ahorro para el país de 430 toneladas anuales de combustible (Ferrari, 2016).

Mientras, en España, lo que hace atractiva la inversión en este tipo de tecnología es el buen clima y los niveles de irradiación, al ser uno de los países con mayor cantidad de horas de sol. Esto ayudó a que en 2008 fuera uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada

del mundo con 2.708 MW en un único año. Sin embargo, las posteriores regulaciones legislativas frenaron la implantación de este tipo de tecnología limpia (Cárabe, 2015). En 2015 la potencia neta instalada de energía fotovoltaica en España fue de 4.667 MW como se puede ver en la figura 4 (UNEF, 2016).

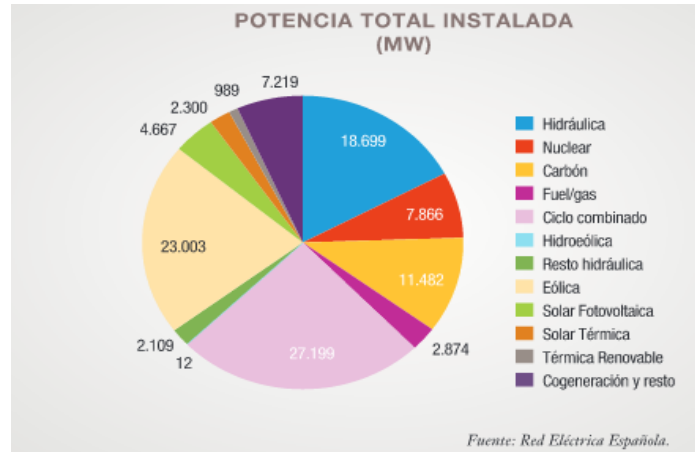


Figura 4. Gráfico de la potencia neta instalada en España en 2015 (UNEF, 2016).

La tecnología solar fotovoltaica es una fuente de potencia eléctrica en la que las células solares transforman la energía solar en electricidad. Este movimiento es producido por la transmisión de energía que hacen los fotones de la luz a los electrones de valencia del material para romper sus enlaces. Por cada enlace roto queda un electrón libre para circular dentro del sólido y el hueco producido por la falta del electrón (Sarmiento, 2013). Los huecos se comportan como partículas con carga positiva igual a la del electrón, y la corriente se crea por el movimiento en direcciones opuestas de los huecos y electrones.

Para separar los electrones y huecos e impedir que se restablezcan los enlaces, se usa un campo eléctrico o diferencia de potencial dando lugar a una corriente en el sentido del campo. Este campo se consigue con la unión de regiones del material semiconductor con conductividades distintas. Una de ellas, de tipo N, en la que suele doparse al semiconductor base con un material con más electrones que este, creando una región con mayor concentración de cargas negativas. Mientras que para la otra capa, de tipo P, se dopa al material con un material con menos electrones de valencia, creando una región con una concentración mayor de huecos o cargas positivas. Estas dos grandes diferencias de carga, crean el campo eléctrico dirigido de la región N a la región P (Sarmiento, 2013).

En el mercado de la tecnología fotovoltaica, el principal material que se utiliza es el silicio, tanto en su forma amorfa como cristalina, aunque también se usan módulos de telurio de cadmio (CdTe) y seleniuro de cobre e indio (CIS o CIGS, si se le añade galio). Este mercado se puede dividir en 3 grandes grupos (ver figura 5): células de silicio cristalino, láminas de capa fina y fotovoltaica concentrada. Las células de silicio cristalino es la tecnología más usada del mercado debido al buen conocimiento de su tecnología y rendimiento de los módulos comerciales, como desventajas se hace un mal aprovechamiento del material que encarece el producto y les afecta en gran cantidad las altas temperaturas y las sombras producidas sobre el módulo. Al grupo de los concentradores fotovoltaicos o CPV pertenecen los módulos con mayor eficiencia del mercado al usar lentes, espejos u otros tipos de ópticas para concentrar una alta cantidad de radiación solar en una pequeña área de célula fotovoltaica y generar electricidad, su principal desventaja es una alta inversión en los concentradores ópticos, seguidores solares y sistemas de refrigeración para su buen funcionamiento. Por último, en el

grupo de los módulos de lámina delgada se encuentran las mantas flexibles fotovoltaicas de silicio amorfo utilizadas en la presente investigación.

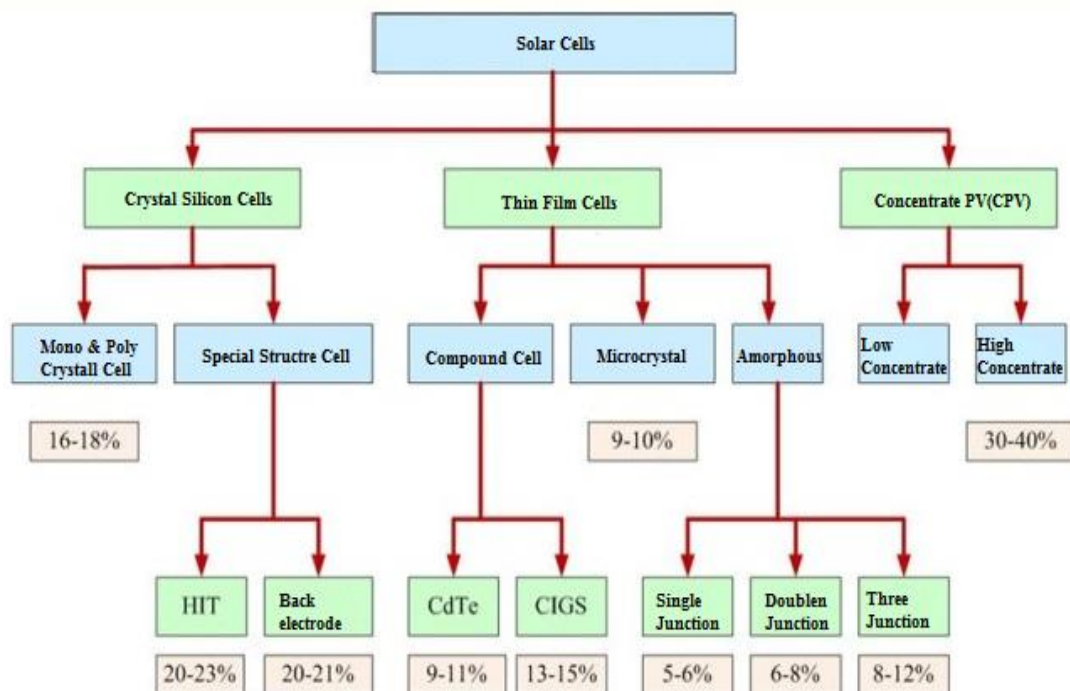


Figura 5. Diferentes tipos de tecnología fotovoltaica con sus diferentes rendimientos (Wenhua, 2016).

Los módulos de láminas delgadas son muchos más ligeros, sustentables y resistentes que los de silicio cristalino, además de no necesitar estructura, ni agujeros para su fijación. Son también flexibles, de rápido montaje, fácil manipulación y son peatonales (Blanco, 2016).

Las mantas flexibles de silicio amorfo tienen una menor pérdida de potencial, al aumentar la temperatura, que otro tipo de panel fotovoltaico y además pueden absorber casi el 90% de la energía aprovechable. El aprovechamiento del material que se hace del silicio durante su fabricación, permite que el coste de fabricación sea más bajo. Se puede depositar a temperaturas más bajas sobre sustratos de muy diverso tipo como plásticos y vidrios, cogiendo formas muy variadas. Otra importante ventaja es que al potencial de la célula le afecta poco las sombras que se produzcan sobre el módulo (Wenhua, 2016).

Entre las desventajas de las mantas flexibles de silicio amorfo se encuentran: su baja eficiencia y una pronunciada degradación de la misma con el tiempo. La eficiencia puede llegar a ser la mitad con respecto a los módulos de silicio cristalino debido a las características del material. Uno de los efectos más comunes en los módulos de silicio amorfo cuya causa viene dada por la degradación que induce la luz es el efecto Staebler-Wronski, el cual produce una disminución importante de la eficiencia hasta que logran un nivel estable en los primeros meses de uso (Sarmiento, 2013). En la figura 6 se presenta la curva de dicha degradación de la eficiencia en el tiempo de los módulos de silicio amorfo o también llamado efecto Staebler-Wronski.

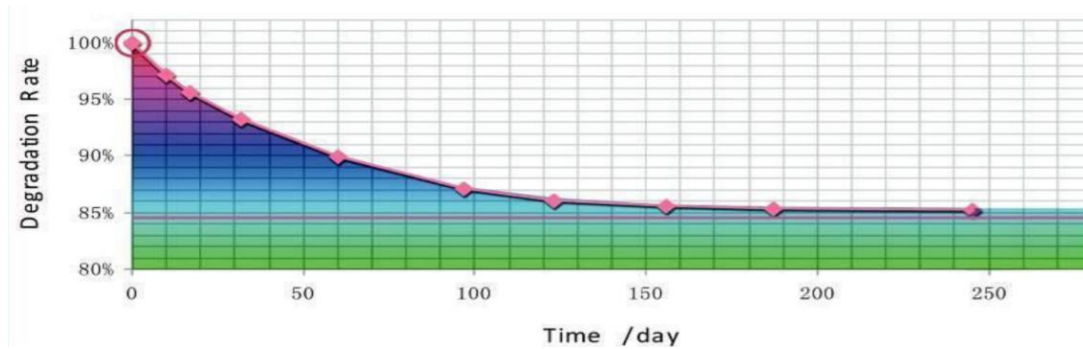


Figura 6. Efecto Staebler-Wronski o curva de la degradación de eficiencia.

Para aumentar el rendimiento y reducir el efecto de la variación inicial de la potencia se fabrican módulos de silicio amorfo de hasta tres capas o triple unión, en los que cada célula se compone de tres uniones semiconductoras montadas una sobre otra: la inferior sensible a la luz roja, la central a la verde y amarilla, y la superior a la azul (Martín, 2011). En la figura 7 se muestra este tipo de tecnología con tres capas.

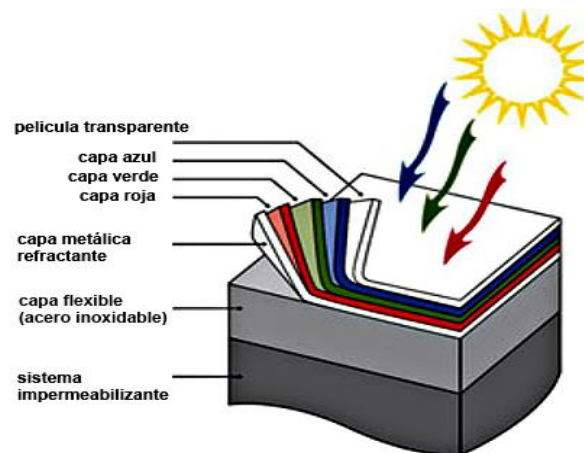


Figura 7. División interna de una manta flexible de silicio amorfo.

La integración de la energía solar fotovoltaica en edificios o BIPV (Building Integrated PhotoVoltaics) presenta grandes ventajas frente a la instalación sobre el suelo, entendiéndose por ello la instalación de módulos en solares y no sobre edificios o cualquier lugar elevado.

La integración de esta tecnología ahorra terreno en la instalación, usándose el mismo tejado o fachada como soporte para los módulos, así como, la posibilidad del uso de módulos especiales como materiales constructivos de tejados o fachadas. Por otra parte se genera la electricidad en el mismo lugar que se consume, ahorrando en pérdidas adicionales de conducción y distribución de energía eléctrica. La experiencia muestra que este tipo de integración en edificios tiene muy buena aceptación social, ayudando a fomentar este tipo de energía, además de ayudar a preservar el paisaje natural, al no utilizar terrenos adicionales para su instalación, provocando un escaso impacto visual. Así, la fotovoltaica dota al edificio de una forma limpia y elegante de producción de energía eficiente (Martín, 2011).

Para la integración de módulos fotovoltaicos en los edificios, resultan muy atractivas las cubiertas porque son espacios abiertos mayoritariamente libre de obstáculos y restricciones,

los cuales ofrecen el mayor potencial de integración fotovoltaica. La integración se puede realizar en cubiertas inclinadas u horizontales. Otras zonas atractivas son las cristaleras, que además de conseguir con los módulos fotovoltaicos energía eléctrica, reducen la carga térmica del edificio.

Los módulos cristalinos tienen una estructura bastante rígida, necesitando un lugar espacioso para su utilidad, mientras que las células de silicio amorfo dan la posibilidad de crear paneles de múltiples formas, como pueden ser curvos o con aplicaciones a rincones o lugares de difícil geometría, gracias a la versatilidad de este silicio que nos permite fabricar módulos flexibles y ligeros depositándose sobre multitud de sustratos.

Para las naves de tipo industrial resulta muy interesante el uso de módulos de silicio amorfo por su bajo peso y facilidad de montaje ya que pueden ir integrados sobre los materiales existentes sin necesidad de estructuras y además permiten el paso sobre ellos, al ser resistentes. En cambio, para edificios convencionales, la verdadera integración consiste en sustituir los elementos convencionales de los tejados por módulos fotovoltaicos, manteniendo su estética y su función constructiva. Un ejemplo claro puede ser el de las tejas fotovoltaicas, cuyo aspecto y función es el mismo que la teja común pero añadiendo la capacidad de producción de energía eléctrica (Martín, 2011).



Figura 8. Integración de manta flexible en la cubierta de una nave industrial.

Pero también existen dificultades por resolver. Por un lado, la orientación e inclinación de los edificios provoca que la eficiencia de los módulos instalados no sea la idónea durante el tiempo solar al ser módulos fijos y no móviles para seguir una trayectoria. Por otro lado, hay una mayor probabilidad de sombras y la ventilación por la cara posterior no está bien resuelta, pudiendo incidir en su temperatura de trabajo disminuyendo su rendimiento final. En lo económico, son sistemas de bajos costes de operación, reduciéndose al de mantenimiento y el seguro, pero necesitan elevadas inversiones. Otra dificultad del sector es la falta de confianza de los usuarios en esta energía por resultarles desconocida, y los pasos burocráticos a seguir para conexiones a red o falta de facilidades para ser informado (Martín, 2011).

Debido entonces a que este tipo de tecnología se integra en el edificio sobre los materiales existentes y no sobre una estructura rígida, la orientación e inclinación del módulo lo proporcionará el mismo tejado. Por ello es importante informarse de la tipología del tejado en el que se instalará la tecnología para adecuarse y tener las menores pérdidas posibles por la

inclinación y orientación.

Este tipo de tecnología puede instalarse de varias maneras entre las que destacan el sistema conectado a la red y el sistema aislado. Cualquiera de estas formas contribuye a reducir la demanda de electricidad de ciertos equipos instalados en el lugar como pueden ser: ventiladores, refrigeradores, luminarias, equipos radioelectrónicos, etc.

2.1 Estado del Arte.

La energía fotovoltaica está en pleno desarrollo al ser limpia y provechosa, aunque depende mucho de su fuente de energía (el sol) para producirla. Por ello se realizan multitud de estudio para la mejora de productos existentes en el mercado y búsqueda de nuevos materiales que permitan un aprovechamiento mayor de la fuente de energía.

La siguiente selección de estudios sobre la energía fotovoltaica se dividen en dos bloques: el primero muestra varios estudios relativos a las diferentes pérdidas existentes en la producción de energía fotovoltaica, y en el segundo bloque se muestran los diferentes estudios sobre los efectos de la inclinación e orientación de los módulos fotovoltaicos.

2.1.1 Pérdidas en la producción de energía fotovoltaica.

En 2014 Aarti Gupta presenta un artículo de investigación sobre un modelo de simulación en MATLAB-SIMULINK para celdas fotovoltaicas simples en el que se incluyen los efectos de la irradiación solar y cambios de temperatura. Este modelo puede ser usado en aplicaciones de bajo voltaje.

En 2015 Roger Nabeyama Michels presenta un artículo sobre el estudio de los factores externos que influyen en la obtención de energía en los módulos fotovoltaicos como puede ser la irradiación solar, la temperatura, el ángulo de inclinación y la deposición de polvo en la región de Paraná, Brasil. En conclusión, el nivel de irradiación solar influye en el potencial de salida hasta que llega a un valor saturado ("the level of solar irradiance influenced output power as the panel has reached its saturation value"), el aumento de temperatura en los módulos fotovoltaicos reducen la eficiencia de los paneles, la deposición de polvo reduce la producción de energía y, por último, la inclinación y lugar de establecimiento del módulo puede elevar la eficiencia durante los periodos críticos como puede ser el invierno, al ser la estación con menor valor de irradiación.

En 2015 Eduardo Collado publica un artículo sobre los efectos de la temperatura en la producción de las instalaciones fotovoltaicas. En este se expone el problema de que en España, debido a las altas temperaturas ocasionadas en los meses más calurosos donde la producción de las instalaciones fotovoltaicas en España puede haber caído un 4 o 5 % con respecto a otros años como consecuencia de ese hecho.

En 2011 L. Dorobantu publica un artículo sobre los efectos de la deposición de materiales sobre los paneles solares. El polvo acumulado, la polución del tráfico urbano, los excrementos de los pájaros, las fumigaciones agrícolas o la caída de hojas son las principales formas de deposición que se estudian en este artículo. Estas deposiciones pueden provocar degradación en los módulos y pérdidas de eficiencia debido al sobrecalentamiento de las celdas. Por ello son importantes las tareas de limpieza superficial de los módulos.

En 2011 J. Saumell Ocariz publica un estudio sobre la influencia de muchos de los

factores que afectan a la eficiencia de una instalación fotovoltaica conectada a la red. En el estudio se desarrolla una herramienta informática de cálculo de producción, eficiencia y pérdidas.

En 2013 N. Belhaouas propone en un artículo publicado, un software de caracterización y modelación de sistemas fotovoltaicos con el interés de estimar los parámetros, las características y el comportamiento de células o módulos fotovoltaicos. Este software evalúa los cambios producidos por irradiancia, temperatura y condiciones de superficie y encuentra la mejor ecuación I-V para un modelo fotovoltaico de dos diodos.

En 2015 Reineris Montero Laurencio y Liomnis Osorio Laurencio publican un artículo sobre un análisis energético de un sistema fotovoltaico de silicio amorfo integrado sobre una cubierta plana horizontal en la ciudad de Moa, Cuba. En su estudio se realiza un análisis completo con el software PVSyst del sistema determinando la producción anual, pérdidas por sombras, cableado, modificación del ángulo de inclinación y efecto de la irradiancia y temperatura.

2.1.2 Orientación e inclinación en módulos fotovoltaicos.

En 2016 Joseph Amajama y Fina Faithpraise publican un artículo científico sobre el impacto del ángulo de incidencia de la radiación solar en la potencia de un panel fotovoltaico. En este artículo se analizan los cambios en la producción de energía para módulos inclinados entre 40 y 50 grados con respecto al suelo.

En 2008 L.S. De Bernardez publica un artículo sobre la determinación del ángulo óptimo de inclinación para una instalación fotovoltaica mediante el uso de redes neurales. Además se calculó la energía mensual generada por módulos a partir de parámetros de clima.

En 2010 M. Cutrera realizó un experimento con cuatro módulos de 42 Wp montados a diferentes ángulos de inclinación para determinar los ángulos óptimos mensuales y anuales para una máxima generación de energía. También se analizó la radiación en función del clima y su incidencia en la eficiencia de los módulos.

En 2017 Ismael Fernando Izquierdo Torres y Mario Gustavo Pacheco Portilla publicaron un estudio nominado la evaluación de la eficiencia de paneles solares como sistema de captación de energía para edificaciones del área urbana de Cuenca. En este artículo se evaluó la eficiencia en paneles mono cristalinos para diferentes inclinaciones y orientaciones frecuentes en las techumbres del centro histórico de Cuenca. Los resultados indicaron que la configuración óptima fue hacia el Este a 14° de inclinación consiguiendo un promedio de 13.33% mejor que la menos favorable.

3. Descripción del proyecto. Materiales y métodos.

Cada año la potencia instalada de energía fotovoltaica en el mundo crece junto con el aumento de demanda. Un claro ejemplo es 2016, instalándose un 50% más de potencia nueva con respecto a 2015, lo que deja con un valor de más de 300 GW el potencial fotovoltaico instalado en todo el mundo (Donoso, 2016) (S. Fernandez, 2017).

El interés constante en aumentar la potencia instalada hace interesante el estudio de esta forma de obtención de energía para la mejora de los sistemas ya instalados o la instalación de nuevos equipos.

Este proyecto se divide en dos fases: en la primera de ellas se analiza el comportamiento real de los módulos de silicio amorfo de la serie EPV144S de la empresa *RESIGUM* ante situaciones variables de climatología. En la segunda fase, se evalúa la orientación e inclinación óptima de un módulo fotovoltaico de esa serie en un determinado punto geográfico y con un clima tropical.

Existen diversas variables que afectan al rendimiento de los módulos. Entre las más estudiadas se encuentra el efecto de la temperatura, la cual afecta menos a los módulos de silicio amorfo que a los cristalinos pero su influencia debe de ser estudiada y más en condiciones de clima tropical. También es de gran importancia la orientación e inclinación de los módulos, ya que estas variables controlan la cantidad de rayos solares que inciden de forma directa, provocando un aumento en la producción de energía cuanto mayor sea este valor. Los ensayos a realizar con las mantas flexibles están relacionados con: la verificación de la temperatura de trabajo que alcanza el material ante diferentes niveles de radiación global y el funcionamiento de esta tecnología a diferentes orientaciones e inclinaciones. También se miden los parámetros de corriente de cortocircuito y tensión a circuito abierto para poder comparar las condiciones de operación con las informaciones técnicas que brinda el fabricante.

Los módulos fotovoltaicos de silicio amorfo que se usaron para el ensayo, son las mantas flexibles de la empresa *RESIGUM* de la serie EPV144S de 144Wp con una fabricación de triple capa para mejorar su rendimiento y evitar el efecto Staebler-Wronski. A pesar de su bajo rendimiento, entorno al 9 %, se integran con mayor facilidad a las edificaciones (Wenhua, 2016). Este tipo de módulo, pertenecen a los módulos de lámina fina, por lo que son ligeros y resistentes, así como de fácil instalación. Tienen menor pérdida al aumentar la temperatura y mejor comportamiento espectral. Como principal inconveniente se identifica una pronunciada degradación de la eficiencia hasta lograr un nivel estable en torno al 85% de su capacidad debido a la degradación que induce la luz.



Figura 9. Instalación en suelo de la manta flexible fotovoltaica utilizada en ensayos.

En la tabla 1 se exponen las condiciones de verificación estándar obtenidas por el fabricante.

Tabla 1. Características técnicas de la manta flexible Resigum EPV 144S de 144Wp.

STC		NOCT	
Condiciones de verificación estándar 1000 W/m², AM 1.5, Temperatura celda 25 °C		Temperatura de celda nominal 800 W/m ² , AM 1.5, viento 1 m/s	
Potencia nominal máxima (P_{máx})	144 Wp	Potencia nominal máxima (P_{máx})	111 Wp
Tensión con P_{máx} (V_{mp})	33 V	Tensión con P_{máx} (V_{mp})	30,8 V
Corriente con P_{máx} (I_{mp})	4,36 A	Corriente con P_{máx} (I_{mp})	3,6 A
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	5,3 A	Corriente de cortocircuito (I_{sc})	4,3 A
Tensión con circuito abierto (V_{oc})	46,2 V	Tensión con circuito abierto (V_{oc})	42 V

Para la obtención de las variables meteorológicas se utilizó una pequeña estación meteorológica WatchDog 2900ET con capacidad de detectar, registrar y memorizar 7 variables, entre las que se encuentran: la velocidad del viento (con un rango de medición de 0 a 281 Km/h y una precisión del 5 %), la dirección del viento (con un rango de medición de 360 grados y una precisión de 7 grados), la temperatura del aire (con un rango de medición de -20 °C hasta los 70 °C con una precisión de 0,6 °C), la humedad relativa del aire (con un rango de medición desde el 20 % hasta el 100% y una precisión del 3 %), la pluviosidad (hasta 6,5 cm con una precisión del 2 %) y cuenta con la capacidad de cálculo de dos variables más: el punto de rocío y la sensación térmica. La estación permite seleccionar el intervalo de medición y se pueden enviar los datos memorizados desde la estación a un ordenador. Para ello, la comunicación puede ser de forma online o física, extrayendo los datos mediante el puerto RS-232 o el puerto estéreo. Este modelo de estación (WatchDog 2900ET) cuenta además con un sensor de radiación solar con un rango de medición entre los 0 y 1250 W/m² y una precisión del 5% (PCE-Iberica).



Figura 10. Estación meteorológica WatchDog 2900ET.

Debido a la importancia de la temperatura para los módulos fotovoltaicos al provocar pérdidas en la producción de energía, se usaron dos instrumentos de medida para el estudio de la temperatura en la superficie de la manta. El primero consta de un termómetro infrarrojo con óptica de precisión, puntero láser y corto tiempo de respuesta (modelo PCE-IR 425) para medir la temperatura en la superficie de la manta fotovoltaica. La particularidad en este termómetro infrarrojo está en su corto tiempo de respuesta, llegando a ser menor a un segundo, sin tener que tocar el objeto a medir. Este dispositivo dispone de un rango de temperaturas desde -60°C hasta los 1000°C y una precisión del 2 % para el infrarrojo y 1 % para la sonda tipo k. La resolución es de $0,1^{\circ}\text{C}$ hasta los 200°C medidos y a partir de ahí aumenta a 1°C su resolución. La resolución óptica es de 50:1 lo que permite una medición de temperatura precisa y sin contacto entre superficies (PCE-Iberica).



Figura 11. Termómetro Infrarrojo con óptica de precisión PCE-IR 425.

Con la cámara termo-gráfica, modelo CA 1882, se obtuvieron las imágenes térmicas de la manta flexible y se analizaron mediante un software especializado como se puede ver en la figura 4. Aparte de la captura térmica del objeto, también realiza una captura mixta entre la imagen real del objeto y su imagen térmica. El detector termo-gráfico que utiliza es de tipo UFPA microbolometer de 8 a $14\text{ }\mu\text{m}$, una frecuencia de 50 Hz y una sensibilidad de $0,08$ a 30°C . La cámara tiene un rango de temperaturas entre los -20°C y los 250°C con una precisión de 2°C o 2 %.

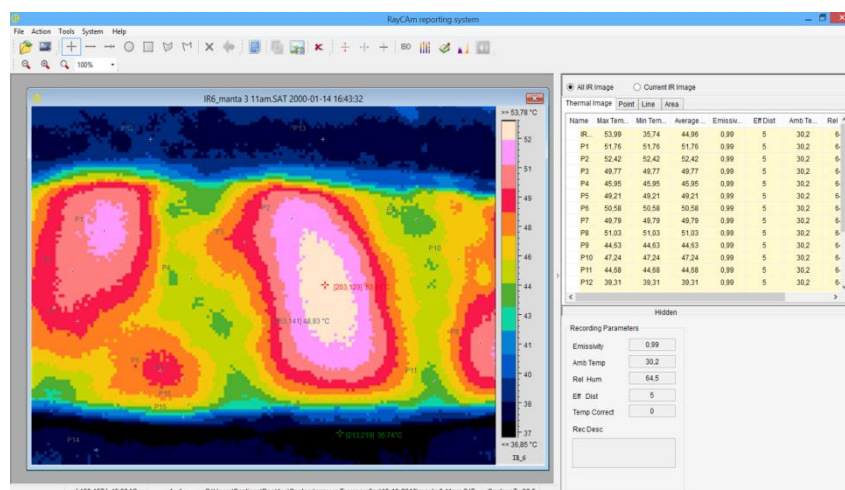


Figura 12. Software de análisis de las capturas realizadas por la cámara termo-gráfica CA 1882.

Para la obtención de datos del comportamiento eléctrico de la manta flexible EPV144, se usó un comprobador de módulos solares Evomex Solarmex 1000 que trabaja según la norma DIN VDE 0126-23 y permite medir la tensión de circuito abierto o sin carga, y la corriente de cortocircuito. El rango de medición de la tensión de circuito abierto es de 0 a 1000 V en corriente continua con una precisión del 1 %. La corriente de cortocircuito se puede obtener de dos maneras: la directa ofrece un rango de medición de 0 a 20 A en corriente continua mientras que la indirecta, vía pinza, permite un rango de medición desde los 0 a los 130 A (todo en corriente continua), la precisión de esta medida es del 1 %. Este instrumento dispone de un control de polaridad de módulos y puede comprobar si todos los módulos de una cadena han sido correctamente conectados además de realizar un control de aislamiento de las cadenas solares (PCE-Iberica).



Figura 13. Comprobador de módulos solares Evomex Solarmex 1000.

El software PVSyst se utiliza en este proyecto para la obtención de los puntos de máxima potencia a diferentes horas y evaluación de la manta fotovoltaica usada en condiciones similares a las experimentadas. Este software además contiene subprogramas para el diseño, optimización y simulación de módulos fotovoltaicos y posee la capacidad de calcular los valores diarios de radiación solar a partir de unas mediciones mensuales. También tiene información sobre las trayectorias solares de la localidad, permitiendo determinar las pérdidas por efecto de sombras. También tiene una amplia base de datos de módulos fotovoltaicos con sus respectivas curvas características. Se diferencia del resto de herramientas tradicionales de simulación en que este programa puede realizar extensos y precisos análisis, permitiendo al usuario modificar los algoritmos que describen la respuesta individual de cada componente (Osorio & Montero, 2016).

Como se aprecia en la figura 14, se pueden obtener los gráficos del comportamiento del

módulo para una determinada temperatura superficial de la celda y diferentes radiaciones. Además se observa que el propio software ofrece el valor del punto de máxima potencia para diferentes radiaciones, estos valores se usaron para obtener el gráfico de la potencia estimada frente a la radiación.

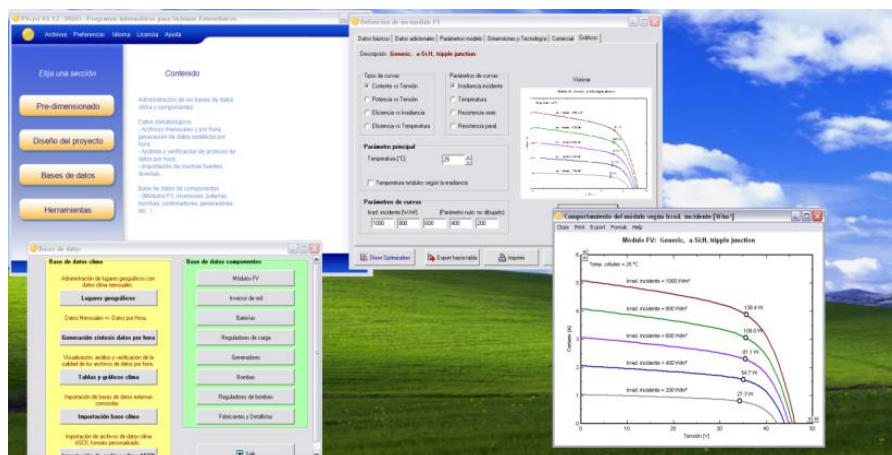


Figura 14. Diferentes Gráficos y utilidades del programa PVSyst.

3.1 Métodos de inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos.

Es sabido que el sol no siempre sale y se pone por el mismo lugar, depende del hemisferio en el que nos encontremos y el día del año que sea, ya que la altura solar va cambiando durante todo el año. Esta variable es bastante importante para obtener el mayor potencial de energía posible procedente de los rayos del sol, para ello estos deberán caer lo más perpendicular posible al plano frontal de la manta flexible. Como este sistema se va a instalar en los tejados de los edificios debido a sus características, no existirá la posibilidad de seguimiento solar en un eje o dos ejes. Se deberá buscar, por tanto, un ángulo óptimo para mantener durante todo el año y obtener la mayor energía posible teniendo en cuenta la inclinación de los tejados en la zona.

Durante el solsticio de invierno la altura del sol es la más baja posible, mientras que en el solsticio de verano es la más alta debido a la inclinación del eje de la tierra, lo que hace que esos días tengan el menor o mayor número de horas de sol posibles respectivamente. Esto es importante ya que esta altura afecta a la inclinación de los módulos y por tanto a la obtención de energía por parte de la fuente solar. En el hemisferio norte el solsticio de verano se da entre el 20 y 23 de junio y el solsticio de invierno entre el 20 y 23 de diciembre.

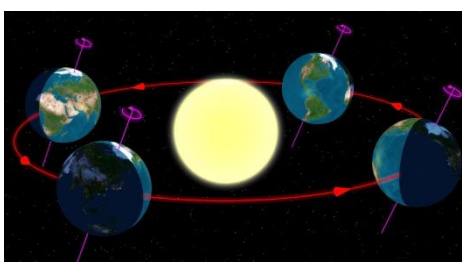


Figura 15. Posición de la Tierra en las diferentes estaciones.

Es entonces necesario saber la posición del sol para optimizar los sistemas y poder conseguir un mayor aprovechamiento. Para entender los futuros cálculos se deben entender primeramente una serie de conceptos que se explican a continuación.

La latitud corresponde a la distancia angular entre la línea ecuatorial y un punto determinado en la Tierra. Tiene valores de 0° correspondiente al ecuador hasta 90° ya sea dirección norte o sur.

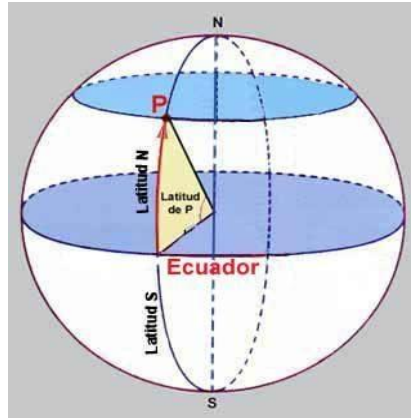


Figura 16. Latitud de un lugar P.

El ángulo de inclinación es aquel que forma el módulo fotovoltaico con el plano horizontal. Su valor oscila entre los 0° , donde su posición es horizontal, hasta los 90° , cuando son verticales.

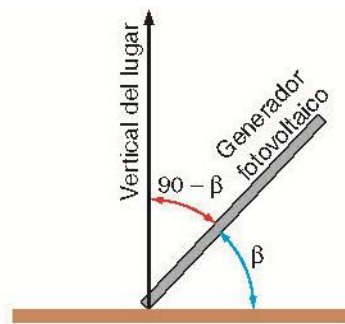


Figura 17. Ángulo de inclinación de un módulo fotovoltaico.

La declinación solar es aquel ángulo que forma una línea imaginaria perpendicular al ecuador terrestre con la vertical pura de la tierra. Para una mejor comprensión se puede observar la figura 18 que describe ese ángulo. Además ese ángulo es el propio a la desviación que sufre el eje polar o eje de rotación terrestre con el eje vertical de la tierra. Esta desviación es de $23,5^\circ$ con respecto al eje vertical. Puede coger valores entre $23,45$ y $-23,45$ dependiendo del día en que se encuentre. Esta variable está relacionada con la altura del sol en los momentos de solsticios de verano o invierno y equinoccios de primavera u otoño.

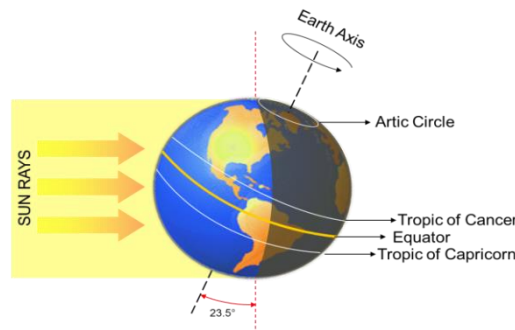


Figura 18. Declinación solar.

La elevación solar se define como el ángulo que forman los rayos del sol con la horizontal, en el caso que se tenga la inclinación óptima para ese día se tendrá que esa elevación solar coincide con el valor de la inclinación del generador fotovoltaico. Mientras que la distancia cenital se define como el ángulo formado por la dirección del sol y la vertical, siendo este el complementario a la elevación solar.

El acimut solar es el ángulo formado por los meridianos del sol y el lugar como se puede ver en la figura 18. Coge valores entre 0° y 180° en dirección hacia el oeste. Para nuestros cálculos supondremos que este ángulo corresponde al mediodía solar cuando el acimut solar se encuentra con un valor de 90° . Ya que se verá como el sistema optimizado tiene dirección sur.

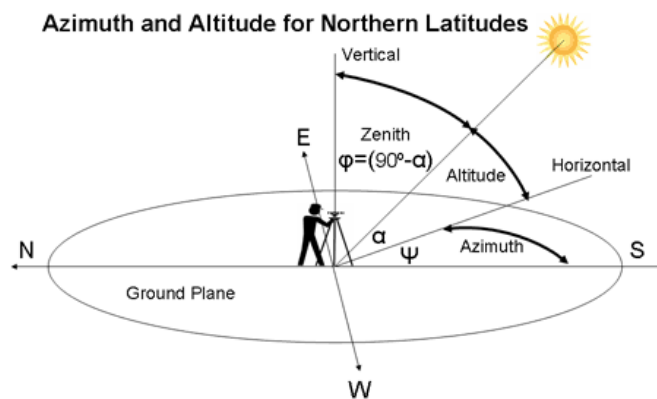


Figura 19. Elevación solar , acimut solar y distancia cenital.

Para el cálculo de la inclinación óptima en un determinado día se recurre a las siguientes ecuaciones que darán como resultado la inclinación del módulo solar a un determinado valor en la que los rayos del sol tienen una inclinación perpendicular al módulo fotovoltaico. Ya es sabido que una superficie recibe la mayor cantidad de energía si esta es perpendicular a la dirección de los rayos solares (Blasco, 2012). Estas ecuaciones se pueden apoyar en las figuras 18 y 19 para entender el cálculo de los ángulos.

La declinación solar se rige por la ecuación 1 que define la declinación solar para un determinado día. La incógnita δ_n representa el número del día del año con un valor entre 0 y 365, donde el 0 corresponde al día 1 de enero y 365 al 31 de diciembre.

Ecuación 1. Declinación solar.

$$\delta_i = 23,45 \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + \delta_n}{365}\right)$$

Una vez calculada esta declinación se pasa a calcular la altura solar o elevación solar mediante la ecuación 2 para una línea de azimut solar paralela a la dirección de vista del generador fotovoltaico.

Ecuación 2. Altura Solar o elevación solar.

$$\alpha_{s i} = 90 - \phi + \delta_i$$

Así, para calcular la inclinación óptima para ese día solo hay que calcular el ángulo complementario a la elevación solar como dicta la ecuación 3.

Ecuación 3. Inclinación óptima.

$$\beta_i = 90 - \alpha_{s i}$$

Calculando estas variables como se muestra a continuación se obtiene que para el día 9 de diciembre que se realizaron los ensayos de inclinación en la ciudad de Moa ($\Phi = 20,65^\circ$) se obtuviera una inclinación óptima de $43,65^\circ$ con respecto la línea horizontal. Se calcula que el 9 de diciembre corresponde al día número 343 del año.

Ecuación 4. Cálculo del número del día del año.

$$\delta_{9 dic} = 365 - 22 = 343$$

$$\delta_{(9 dic)} = 23,45 \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + 343}{365}\right) = -22,97^\circ \quad (1)$$

$$\alpha_{s (9 dic)} = 90 - 20,65 + (-22,97) = 46,38^\circ \quad (2)$$

$$\beta_{9 dic} = 90 - 46,38 = \mathbf{43,62^\circ} \quad (3)$$

El problema viene que todos los días se tendría que modificar ese ángulo de inclinación para tener la optimización diaria. Por lo que para un sencillo y mayor aprovechamiento anual de los módulos fijos se pueden tomar varios criterios para determinar su ángulo óptimo de inclinación, entre los que destacan: máxima producción en invierno, máxima producción en verano o máxima producción en un mes determinado. Cualquiera de estas opciones se puede utilizar optando por aquella que beneficie al sistema (Rufo, 2014).

Existen en la actualidad muchos métodos para el cálculo de esta inclinación óptima para captadores fijos, por ello destacaremos los siguientes por su sencillez y fiabilidad. Posteriormente, con los ensayos experimentales realizados veremos si se adaptan a la fiabilidad necesaria. Cada método optimiza uno de los criterios anteriormente citados:

Método de inclinación óptima anual.

Este método usa la latitud del lugar para obtener mediante un cálculo sencillo la inclinación del módulo solar estático. Está basado en análisis estadísticos de la radiación solar sobre multitud de superficies inclinadas (Rufo, 2014) (Blasco, 2012). La ecuación 5 sería válida para aplicaciones de uso anual que busquen optimizar la captación de energía solar a lo largo

del año.

Ecuación 5. Método de inclinación óptima anual.

$$\beta_{\text{opt}} = 3,7 + 0,69 \cdot |\Phi|$$

Así, para la ciudad de Moa, que tiene una latitud de 20,65° N, podemos calcular un ángulo óptimo de unos 18° (**17,95°**).

Método en función del periodo de uso.

Como se expuso hay criterios que están basados en la optimización de un sistema durante una estación del año o la optimización de una demanda localizada en el tiempo, por ello cada uno de los siguientes métodos se focaliza en una temporada del año.

El primer caso se denomina Bombeo de agua y como su nombre indica se suele usar este método para la optimización en los meses de verano en el hemisferio norte, ya que sería ahí cuando el sistema tiene una mayor demanda. Un ejemplo puede ser el uso de esta tecnología para riego. Como se indica en la figura 21 estos meses veraniegos se localizan más próximos al solsticio de verano por lo que la inclinación de los módulos será inferior a la latitud. Se usa normalmente la ecuación 6 para definir esa inclinación óptima anual en la que los meses de verano tendrán mayor importancia al ser aquellos en los que la captación sea más óptima. Para Moa la inclinación óptima en este primer caso es de **10,65°**.

Ecuación 6. Método Bombeo de agua.

$$\beta_i = \phi - 10^\circ$$

El segundo método se suele optimizar para sistemas autónomos de consumo en aquellos meses de menor radiación para asegurar una energía eléctrica mínima. Así, para el peor mes o aquel periodo de menor radiación se asegura una adquisición de una cantidad mínima de energía establecida. En el hemisferio norte este periodo se suele encontrar en la estación de invierno donde los días son más cortos y por tanto menos tiempo para obtener energía. La ecuación para este método suma a la latitud del lugar 10 incrementos de grado, ya que para la estación de invierno, el sol se encuentra en sus puntos más bajos cercanos al de solsticio de invierno y por tanto se necesita que el módulo se encuentre con mayor inclinación. Para lugares como Moa con una latitud de 20,65° la inclinación óptima para este método es de **30,65°**.

Ecuación 7. Método para asegurar una energía mínima.

$$\beta_i = \phi + 10^\circ$$

El último caso se suele utilizar para conexiones a red cuando su uso es anual y nos interesa una captación regular durante el año. El propósito de este método es captar la mayor energía posible proveniente del sol durante todo un año. Es entonces que se debe buscar un valor alejado de los solsticios ya que ese ángulo optimizaría o para el mes más potente, como puede ser verano, o para el periodo más bajo de radiación, como puede ser invierno. Lo idóneo sería instalarse con una inclinación igual a la latitud con el fin de lograr el máximo de energía de en los meses próximos a los equinoccios. Por ello se usa la ecuación 8, dando como resultado para la ciudad de Moa un valor de inclinación óptima de **20,65°**.

Ecuación 8. Método de captación regular anual.

$$\beta_i = \phi$$

En el caso de estudio se planteará la inclinación óptima del sistema para el día experimentado y se tomará un método de evaluación a diferentes inclinaciones para comprobar por un lado las pérdidas por inclinación sufridas a diferentes valores tomando como óptimo el cercano al calculado, y por otro lado las posibles pérdidas con cada método expuesto.

Hay que tener en cuenta que esta tecnología normalmente irá integrada con el tejado sin necesidad de una estructura que la soporte por lo que esa inclinación vendrá dada por este elemento. En Cuba la gran mayoría de tejados construidos en viviendas, según el Censo de población y vivienda de Cuba, es de placa de hormigón o de fibrocemento, como se puede ver a continuación (Cuba, 2012). Lo que hace interesante su implementación.

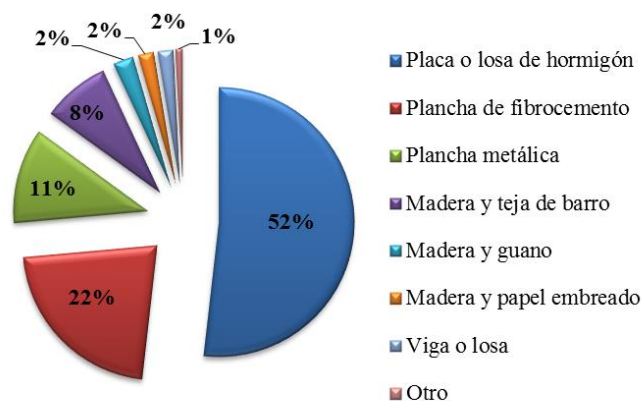


Figura 20. Materiales propios de los tejados de viviendas en Cuba (Cuba, 2012).

Otra variable para la instalación de los paneles es la orientación que según el hemisferio en el que nos encontremos cambia debido a la altura mencionada con anterioridad. Para paneles fijos la orientación óptima es hacia el Ecuador ya que en ese punto se podría decir que el sol va perpendicular a la tierra. Por lo que en el hemisferio norte la orientación perfecta para módulos fijos es mirando al sur, mientras que en el hemisferio sur se orientan hacia el norte (Villas, 1999).

Así en la segunda parte del proyecto se evaluará el potencial de esta tecnología en las cuatro principales orientaciones: Norte, Sur, Este y Oeste. Así como en inclinaciones desde 0° hasta los 40° con incrementos de 10°. El máximo que se pone es de 40° ya que la aplicación de este estudio es para futuras implementaciones de estas tecnologías en cubiertas de edificios y la inclinación normalmente adoptada en zonas de lluvias tropicales para la evacuación de agua es de 30° con respecto a la horizontal (Rufo, 2014). Además de que la inclinación óptima calculada para el día de ensayo por el método de inclinación óptima diaria es de 43,62°.

Todo este tipo de estudios ayudará a Cuba a desarrollarse como país encontrando en las energías limpias, como la fotovoltaica, un apoyo para no depender en gran medida del petróleo. Así obtener beneficios económicos y sociales, al disminuir su gasto y aumentar los conocimientos sociales sobre esta tecnología en auge. Además este estudio en colaboración con el Instituto Superior Minero-Metalúrgico de Moa ayudará a la aplicación de nuevas medidas para el ahorro energético del centro y posterior enseñanza del alumnado haciendo posible su especialización en esta ra

4. Medidas experimentales y resultados.

Para observar el comportamiento de la manta flexible en diversas situaciones se realizaron dos tipos de ensayos, en diferentes días y con climatologías diferentes. Los dos ensayos se realizaron en el Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, en la provincia de Holguín, Cuba.

El primer ensayo se realizó el día 18 de octubre del 2016, con un cielo con cierta cantidad de nubes que fueron aumentando en el transcurso del día. Por ello, durante el ensayo se notificó en una tabla las características climatológicas del momento de la medición, ya sea el cielo despejado, algo nublado o totalmente nublado, como se puede ver en el anexo I.

Durante el ensayo, se produjo una corta e intensa precipitación a las 17:00 horas, la cual se registró y se puede observar en la figura 21 y 22 que con la precipitación descende la temperatura superficial de la manta así como el nivel de la radiación global. Es importante la cantidad y densidad de las nubes durante el experimento, ya que en estos momentos aparecen variaciones apreciables de la radiación. En la mayoría de las mediciones, el cielo estaba despejado manifestándose en los altos niveles de radiación global registrados.

El lugar en que se estableció la manta flexible está rodeado de edificios, pero la única sombra que apareció durante el ensayo fue en el amanecer, retrasando la luz directa del sol desde las 7:00 hasta las 8:00 horas. El sol se puso casi a las 19:00 horas, acabando el ensayo a las 18:30 debido a la baja corriente de cortocircuito, así como el valor de la radiación próxima a cero.

En la figura 21 se aprecia el comportamiento de la radiación global en el primer día de ensayo: la línea roja representa la radiación a cielo despejado, mientras que los azules representan las mediciones de radiación en instantes en los que se acentúa la nubosidad.

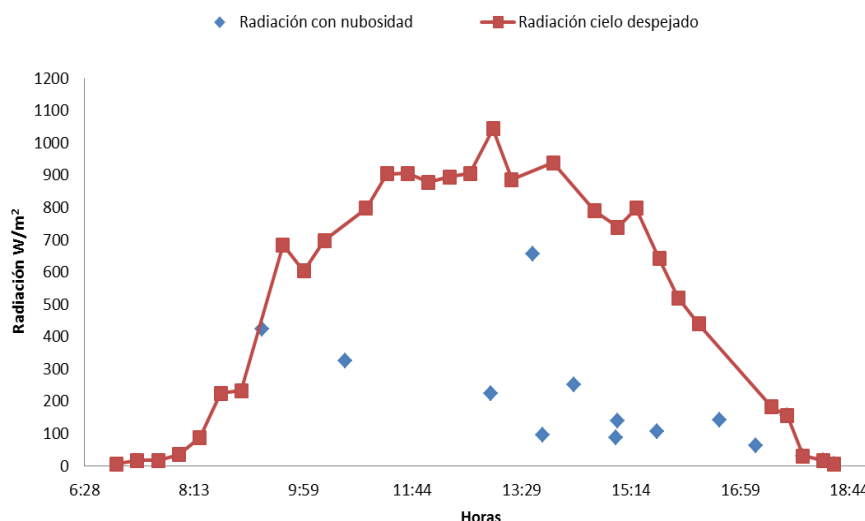


Figura 21. Gráfico de la radiación global en el día 18-10-2016.

La curva dibujada por la radiación con cielo despejado representa correctamente la posible radiación diaria para un módulo fotovoltaico en condiciones de clima tropical. Además se puede ver cómo afecta a la radiación solar la presencia de nubes, disminuyendo en más de

un 70 % su valor. Para que se tenga una idea, el día 18 entre la 13:00 y las 13:05 horas se manifestaron valores de radiación que superan los 1000 W/m² con el tiempo soleado y después disminuyó rápidamente hasta los 220 W/m². En este ejemplo la corriente de cortocircuito disminuyó de 4,3 A a 1,4 A. En el caso de la tensión los valores de tensión de circuito abierto cambiaron de 42 V a los 38 V, tal como se puede verificar en las figuras 23 y 24.

En la figura 22, se muestra el gráfico de las diferentes temperaturas medidas durante el ensayo: la temperatura en la superficie del módulo solar EPV144S, la temperatura del suelo cercano a la manta fotovoltaica, la temperatura debajo de la manta fotovoltaica (cuyos datos se obtuvieron con el termómetro infrarrojo PCE-IR 425) y la temperatura ambiente (dato obtenido mediante la estación meteorológica WatchDog 2900ET).

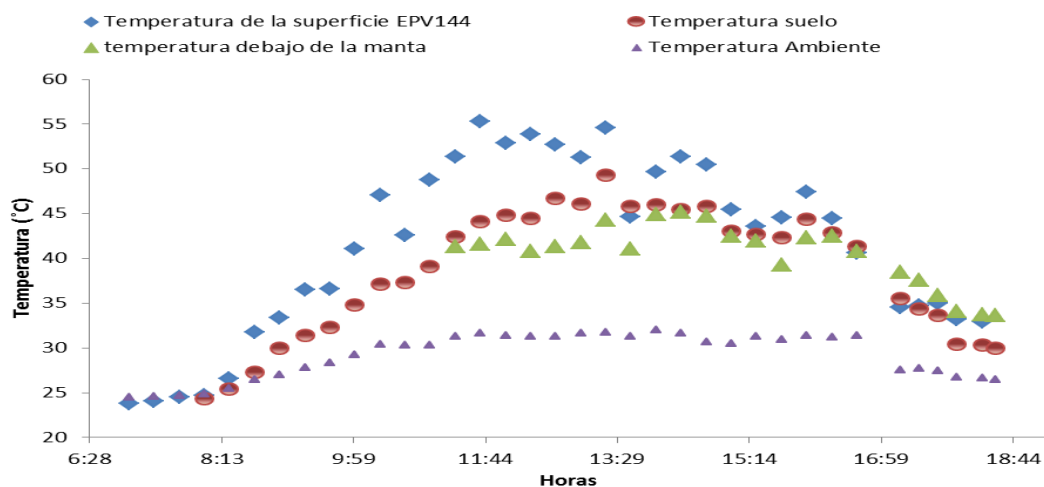


Figura 22. Gráfico de temperaturas obtenidas el día de ensayo 18-10-2016

En la figura 22 se muestra que el incremento de la radiación solar en las primeras horas de la mañana provoca un aumento en la temperatura superficial de la manta por la excitación del material, produciéndose el movimiento de los electrones y huecos internos. A las 17:00 horas y como consecuencia de una fuerte e intensa lluvia, se muestra cómo disminuye bruscamente la temperatura de la superficie de la manta fotovoltaica y suelo. Esto se debe principalmente al enfriamiento que hace el agua sobre estas zonas. Pero debajo de la manta no ocurre lo mismo o no es tan brusco, como se puede notar, siendo una disminución más suave y prolongada. Esto es debido a la capacidad de aislamiento térmico entre ambas superficies de la manta flexible.

El comportamiento eléctrico de la manta se observa en las figuras 23 y 24, donde se muestran los gráficos de la intensidad de cortocircuito y la tensión de circuito abierto durante el tiempo de ensayo. Como se observa en la figura 21, destaca que cuando más fuerte se encuentra la radiación, la intensidad de cortocircuito se encuentra entre los valores de 4,5 y 5 A para un valor de radiación cercano a los 1000 W/m² (ver figura 23).

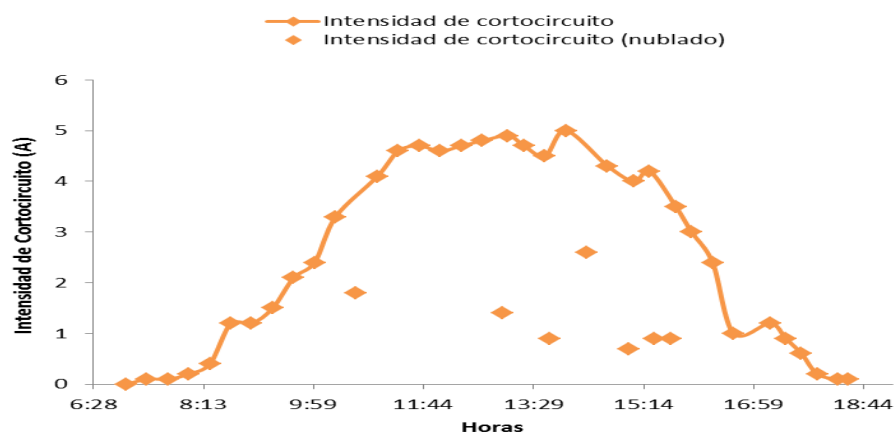


Figura 23. Gráfico de la intensidad de cortocircuito el día de ensayo 18-10-2016.

Si estos valores se relacionan con las condiciones estándar expuestas por el fabricante de la manta flexible, se observa que la intensidad de cortocircuito se debería encontrar en 5,3 A para una radiación de 1000 W/m², pudiendo identificar que existen pérdidas en la manta ocasionadas por la temperatura de la superficie, ya que las condiciones estándar están tomadas a una temperatura superficial de 25 °C y en el ensayo la manta flexible se encuentra con valores superiores a 50 °C y una intensidad en torno a 4,9 A. Sin embargo, el voltaje de circuito abierto siempre se mantiene en valores por debajo de 45 V, debiendo estar en condiciones estándar en 46,5 V (figura 24).

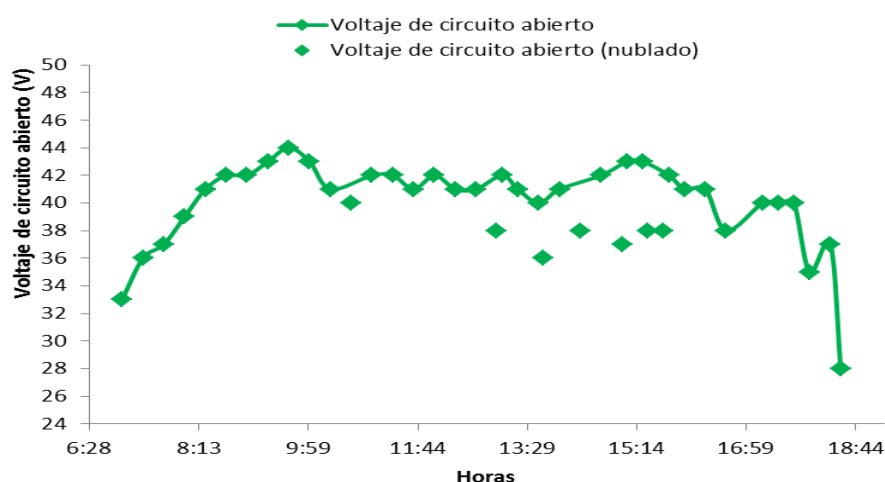


Figura 24. Gráfico del voltaje de circuito abierto el día de ensayo 18-10-2016

Mediante el programa PVSyst se obtuvieron los datos del punto de máxima potencia para los diferentes valores de radiación y temperatura superficial del día 18-10-2016, como se indica en la figura 22, y se relacionan con los obtenidos para una situación estándar de 25 °C en la superficie con los valores de radiación del ensayo. Así se pueden observar las diferencias de potencia que existen entre las condiciones estándares dadas por el fabricante y los datos obtenidos en el ensayo.

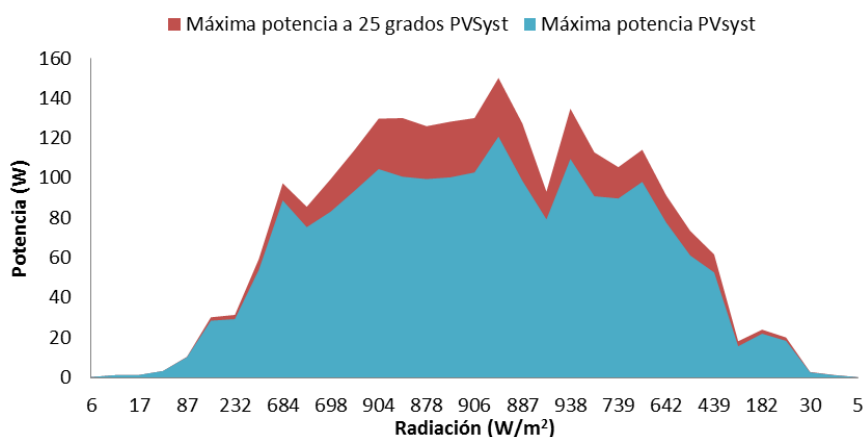


Figura 25. Gráfico de máxima potencia.

En la figura 25 se observa que los valores de máxima potencia son diferentes para los dos casos. Esto es debido al aumento de la temperatura superficial que sufre la manta flexible durante el ensayo del día 18-10-2016. Se comprueba que las altas temperaturas en la superficie de la manta flexible provocan pérdidas en la producción de energía en aproximadamente un 12,1 %, al compararse con respecto a que sean constantes las condiciones estándares de 25 °C como se puede ver en la tabla 2. En esa tabla los datos están ordenados de menor a mayor en cuanto a los datos de radiación obtenidos el día 18 por el piranómetro de la estación meteorológica.

Tabla 2. Máxima potencia ensayada vs Máxima potencia condiciones estándar PVsyst

Radiación	T° celda	Potencia	Potencia 25°C	Porcentaje
5	32,97	0,2	0,2	0
6	23,8	0,3	0,3	0
16	24,03	1,2	1,2	0
17	24,53	1,3	1,3	0
17	32,97	1,2	1,3	7,69230769
30	33,23	2,6	2,8	7,14285714
34	24,73	3,3	3,3	0
87	26,6	10,2	10,4	1,92307692
142	40,6	15,7	18,2	13,7362637
155	35	18,4	20,1	8,45771144
182	34,7	22	24	8,33333333
224	31,8	28,5	30,2	5,62913907
232	33,3	29,3	31,4	6,68789809
423	36,53	54	59,4	9,09090909
439	44,43	52,7	61,7	14,5867099
520	47,4	61,2	73,5	16,7346939
603	41,03	75,4	85,6	11,9158879
642	44,6	77,7	91,3	14,8959474
655	44,67	79,3	93,2	14,9141631
684	36,57	88,8	97,4	8,82956879
698	47,1	83,2	99,5	16,3819095

739	45,47	89,8	105,5	14,8815166
789	50,5	90,9	112,9	19,486271
798	48,73	93,7	114,2	17,9509632
798	43,53	98,1	114,2	14,0980736
878	52,9	99,5	126	21,031746
887	54,57	98,6	127,3	22,5451689
894	53,83	100,4	128,3	21,745908
904	51,37	104,5	129,8	19,4915254
906	55,3	100,7	130,1	22,5980015
906	52,7	102,8	130,1	20,9838586
938	49,67	109,6	134,8	18,694362
1043	51,27	120,8	150,2	19,5739015
Promedio				12,1222325

Con los valores del punto de máxima potencia correspondientes al ensayo con cielo despejado del día 18, se puede obtener un gráfico de dispersión que relaciona la potencia eléctrica que produce la manta flexible con respecto a la radiación, tal y como aparece en la figura 26. En esta figura se observa el resultado de la regresión lineal con la correspondiente ecuación y el coeficiente de determinación R^2 de 0,9951.

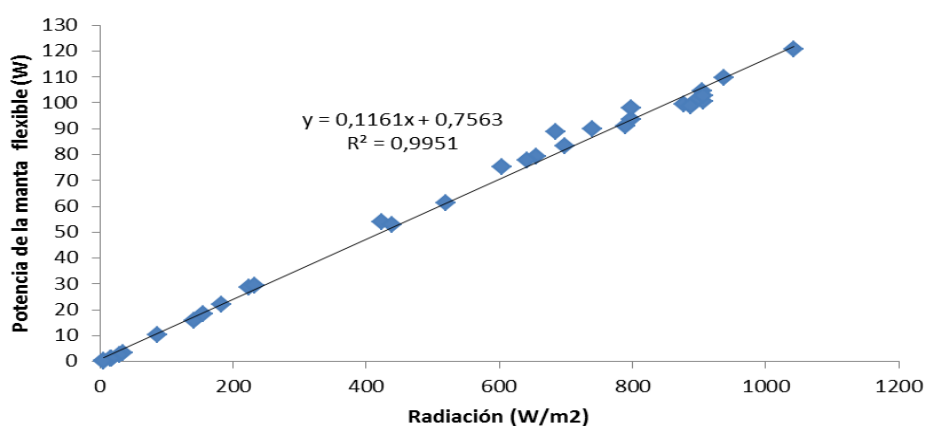


Figura 26. Puntos de máxima potencia del ensayo frente a la radiación.

Es interesante relacionar estos datos de máxima potencia obtenidos en diversos tiempos con el consumo de ciertos equipos de la vida cotidiana y poder observar cómo gracias a esta tecnología en ciertos momentos se puede ahorrar energía. Entre los equipos de bajo consumo más comunes que se pueden encontrar en el sector residencial de Cuba son: una televisión de 90 W, un refrigerador (modo estable) de 150 W, un ventilador de 70 W, un equipo de audio pequeño 30 W y una luminaria de 20 W (Argota Pupo, 2012).

4.1 Algunas comparaciones entre ensayos de la primera parte.

El segundo ensayo se realizó el día 27 de octubre en el mismo lugar que el primero, durante una climatología de nubosidad alta. La radiación global durante el día es bastante baja debido a la filtración que hacen las nubes de la radiación directa del sol, provocando que la

mayoría de la radiación global medida sea difusa. Cabe destacar que el ensayo se hizo durante un corto plazo de tiempo usándose los mismos instrumentos que el primer ensayo.

En la figura 27, se observan dos curvas diferentes, la primera (roja) correspondiente al ensayo realizado el día 18 de octubre del 2016 durante el periodo de cielo despejado, mientras que la segunda curva (gris) representa el ensayo del día 27 de octubre de ese mismo año durante el periodo de ascenso de radiación desde las 9:00 horas hasta las 12:30 horas. Se puede ver como la alta densidad de nubes en el cielo ocasionadas en el segundo día de ensayo provoca unos niveles de radiación global más bajos que los obtenidos el primer día de ensayo en esas mismas horas.

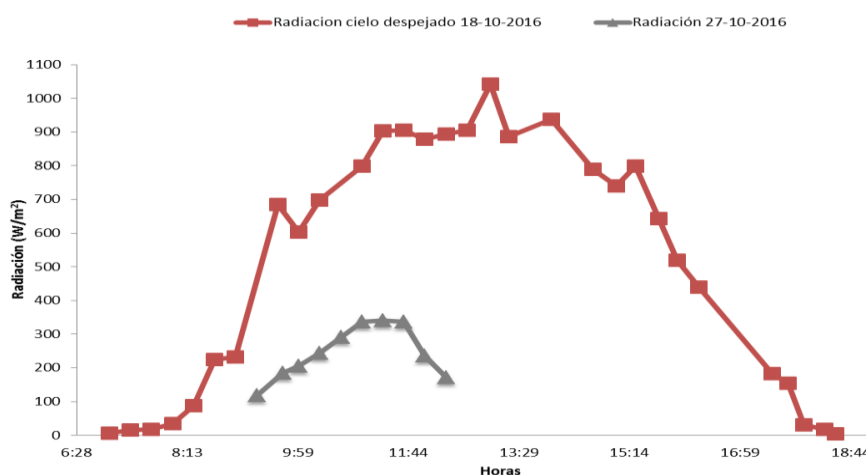


Figura 27. Gráfico de las diferencias de radiación entre los dos días de ensayo del módulo EPV144S.

En la figura 28 se muestran dos imágenes termo-gráficas tomadas a la misma hora los diferentes días de ensayo, donde se ve la diferencia de temperatura en la superficie de la manta fotovoltaica. Estas figuras corresponden a los tiempos en los que la radiación tiene uno de los valores más altos (906 W/m² ensayo 1, 337 W/m² ensayo 2) y además, ese punto coincide con uno de los puntos más altos de la temperatura superficial de la manta fotovoltaica (55,3 °C ensayo 1, 36,7 °C ensayo 2). Debido a la alta radiación dispuesta en el primer ensayo se tiene una temperatura superficial más alta que en el segundo, donde los valores de radiación son más bajos.

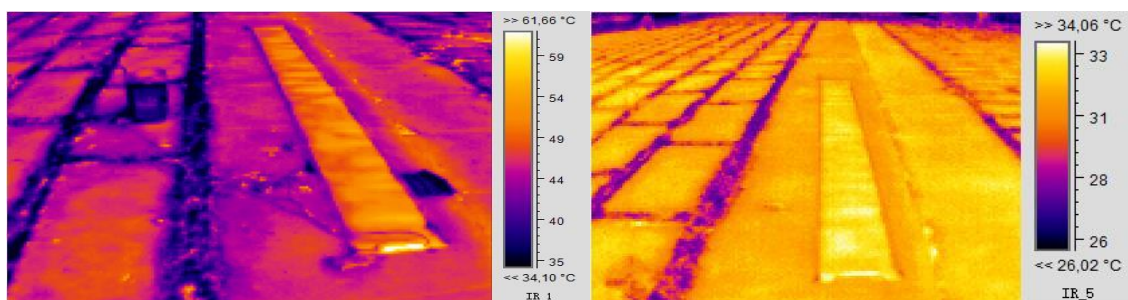


Figura 28. Imagen Termo-gráfica de la manta flexible. Izquierda ensayo 18-10, derecha ensayo 27-10-2016.

Como consecuencia de grandes diferencias de temperatura entre los dos ensayos, la figura 29 muestra un gráfico con las diversas temperaturas medidas para poder analizar las diferencias entre los días de ensayo.

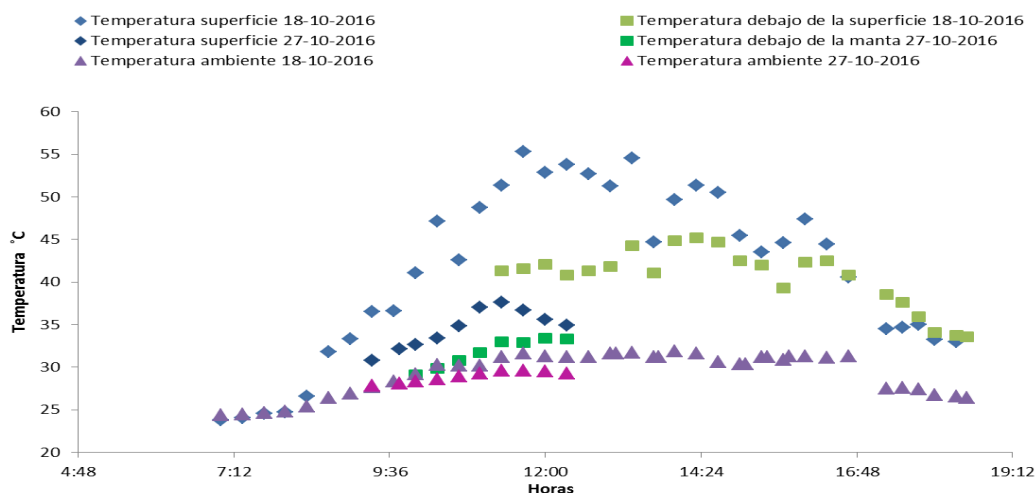


Figura 29. Gráfico de las diferentes temperaturas obtenidas los dos días de ensayo.

Mientras que la temperatura ambiente en ambos ensayos tiene valores muy parecidos, las temperaturas de la superficie y de debajo de la manta flexible son diferentes. Esto es provocado por los diferentes niveles de radiación entre ensayos. En el gráfico de la figura 27 se puede ver que con niveles altos de radiación la temperatura de la superficie de la manta es mucho más alta que con niveles más bajos de radiación global, lo que corrobora que hay una relación entre la radiación que es percibida y la temperatura de la superficie. Además la temperatura superficial es alta con respecto la temperatura del suelo ya que la radiación provoca en la manta flexible un movimiento de electrones y huecos excitando el material y calentando la manta.

Las figuras 30 y 31 corresponden a los gráficos de las variables eléctricas obtenidas durante los ensayos, la intensidad de cortocircuito y el voltaje de circuito abierto. Estas dos variables representan los puntos de corte con los ejes (x e y) en los gráficos del comportamiento de un módulo solar de la intensidad frente al voltaje. Si se le añade el punto de máxima potencia se puede dibujar, de manera relativa, el trabajo de la manta flexible para diversos puntos de voltaje o intensidad.

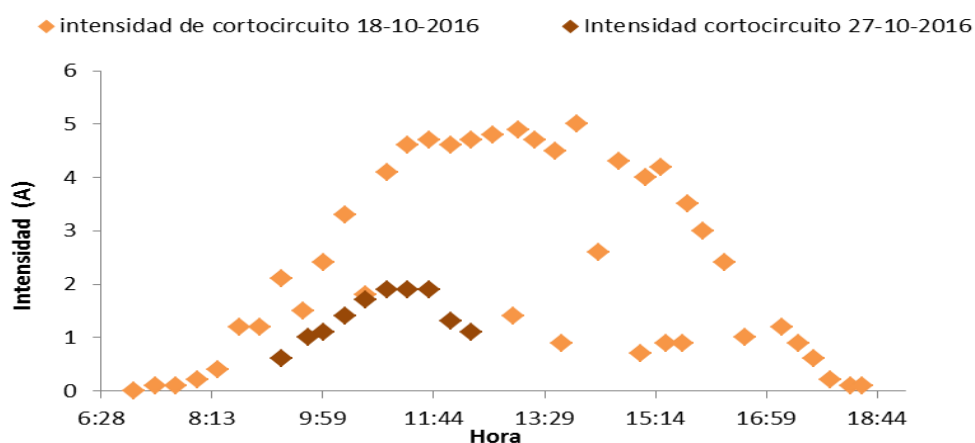


Figura 30. Gráfico de la intensidad de cortocircuito para los diferentes días de ensayo.

La figura 30 muestra la intensidad de cortocircuito en el tiempo durante los dos ensayos. Se puede observar cómo está relacionada con la cantidad de radiación que llega al módulo, ya que cuanto menor es el valor la de radiación, como ocurre en el segundo día de ensayo, menor

es el valor de la intensidad de cortocircuito. También el punto de máxima temperatura no coincide con el punto de máxima corriente por lo que se puede ver cómo también la intensidad es afectada por las temperaturas altas de la superficie, no dejando llegar a los valores descritos en las condiciones de verificación estándar del fabricante. El voltaje de circuito abierto de los dos ensayos, como se puede ver en la figura 31, muestra un valor muy parecido provocando que esas diferentes temperaturas o radiaciones no afecten a esa variable.

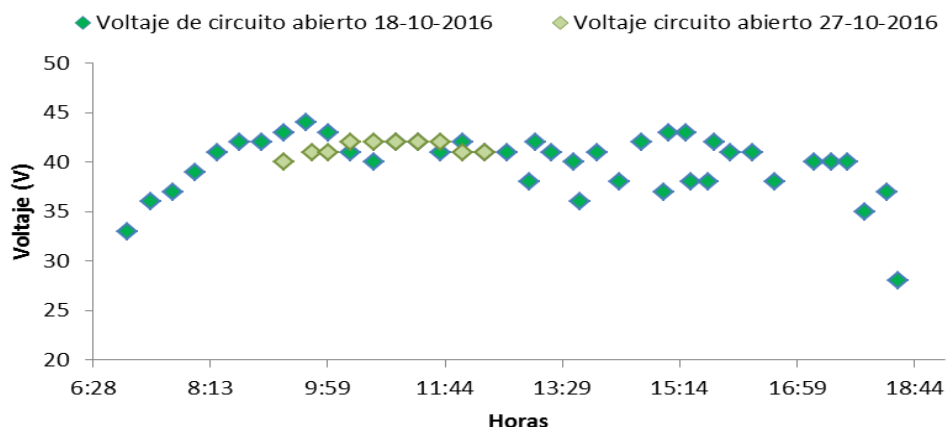


Figura 31. Gráfico del voltaje de circuito abierto para los diferentes días de ensayo.

4.2 Orientación e inclinación óptima. Experimentación.

Este estudio se realizó en la semana del 9 de diciembre, semana próxima al solsticio de invierno en el hemisferio norte, donde el sol se encuentra en el punto más bajo y por lo tanto las horas de luz serán menores (entre el 20 y el 23 de diciembre). El periodo analizado permitirá observar cómo para esos días de ensayo la inclinación óptima de los módulos es mayor con respecto a otros días anuales debido a la altura del sol cercana a la horizontal. Gracias a este experimento se podrá dar a conocer el comportamiento de estos módulos a diferentes inclinaciones y orientaciones en clima tropical.

En esta primera parte del estudio se evaluará la orientación de los módulos a diferentes puntos cardinales (Norte, Sur, Este y Oeste) y se comprobará cómo para el hemisferio norte donde se ubican Cuba y España la orientación óptima está orientada hacia el sur. Para ello se establecerá una inclinación común para todas las pruebas (20°) y en cada una de ellas se modificará su orientación como se indica en la figura siguiente.



Figura 32. Orientación de módulos fotovoltaicos: Izquierda en vertical, derecha en horizontal.

Como se indica a continuación la orientación del módulo (vertical u horizontal) es indiferente en el ensayo al compartir valores muy parecidos a diferentes intensidades de radiación optando por una posición horizontal para un fácil manejo de la estructura que la sostendrá.

Tabla 3. Valores característicos del módulo para diferentes orientaciones en plano horizontal

Diferente orientación en plano horizontal (comportamiento)						
Hora	Orientación	Radiación	Intensidad (cc)	Voltaje (ca)	T° aire	Velocidad wind
9:30	N-S	588	3	43	28,3	11
9:40	E-O	620	3,1	43	28,8	6
10:00	N-S	678	3,5	43	29,2	14
10:10	E-O	678	3,5	43	29,2	14
10:30	N-S	825	3,9	43	29,9	9
10:40	E-O	860	3,9	42	29,9	6

Como se puede ver en las variables clave de los módulos fotovoltaicos, como son voltaje en circuito abierto y corriente de cortocircuito, tiene valores muy similares aunque se cambie su orientación en planta.

En las siguientes figuras se exponen los datos obtenidos de ese módulo a diferentes orientaciones cardinales (Norte, Sur, Este y Oeste) pudiendo observar cómo la orientación óptima para Cuba, y por tanto para el hemisferio norte, es el Sur coincidiendo con la teoría expuesta.

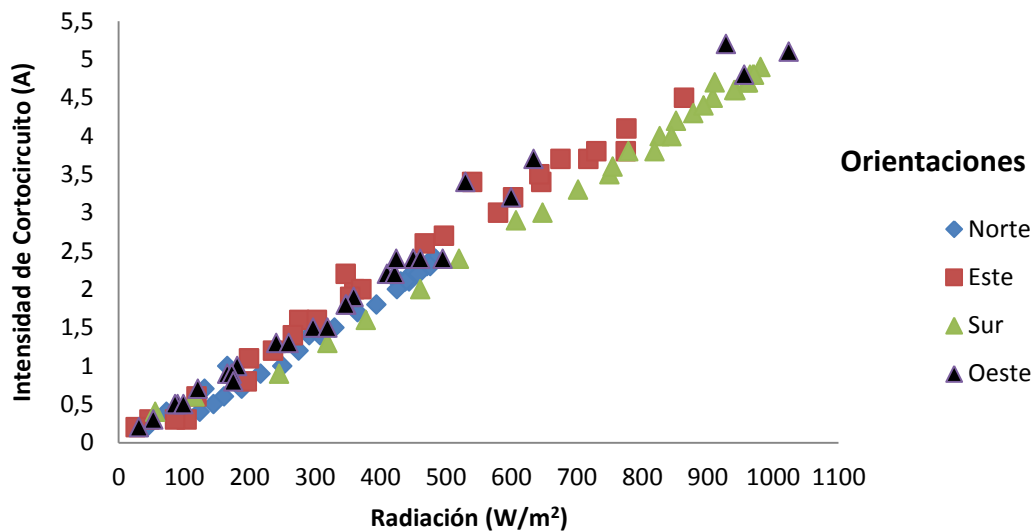


Figura 33. Gráfica de la intensidad de cortocircuito frente a orientaciones para diferentes orientaciones.

En el gráfico de la figura 33 se muestra cómo varía la intensidad de cortocircuito con cada orientación medida, pudiendo ver que aunque exista variación de radiación solar durante el día los valores de la intensidad de cortocircuito son parejos a los valores de radiación. También se puede ver cómo en orientaciones norte la mayoría de los puntos se encuentran en la zona baja del conjunto de datos de irradiación medidos durante el ensayo, mientras que para orientaciones sur se encuentran la mayoría de los valores en la zona superior. Esto nos ayudará a promulgar la conclusión que afirma la teoría de la orientación según la latitud en el planeta. Por ello se debe interpretar la orientación óptima en el siguiente gráfico donde se mostrarán las medidas de radiación a diferentes orientaciones.

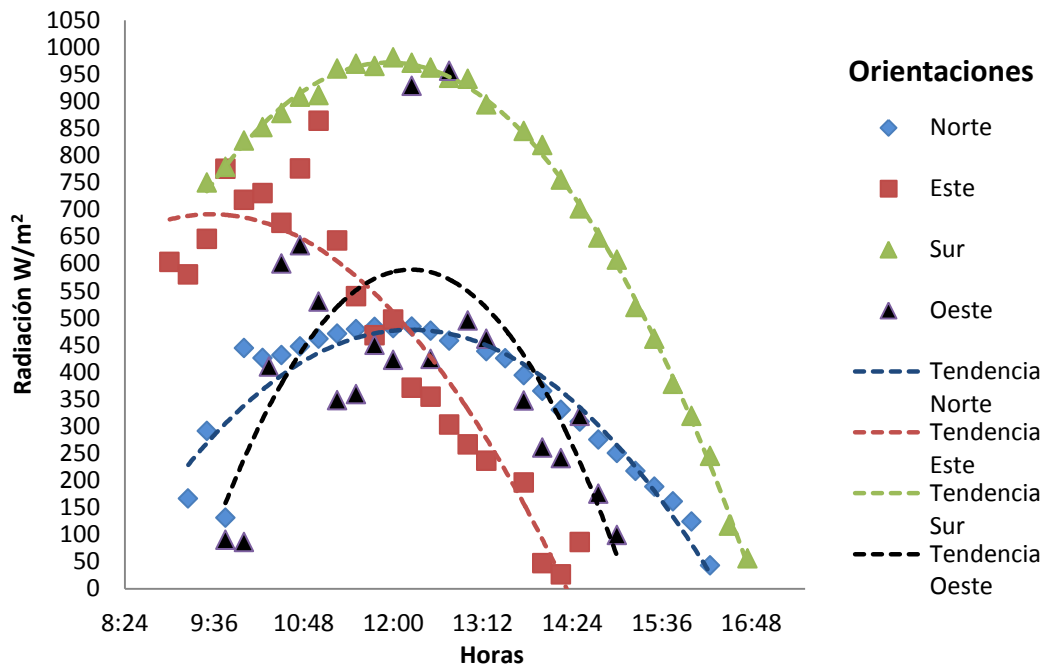


Figura 34. Gráfica de la radiación captada durante el día para diferentes orientaciones.

Como se puede observar en la figura 34 la orientación óptima para la cual, durante el día, se ha registrado una mayor cantidad de energía ha sido en dirección Sur. Por tanto, se puede coincidir con los estudios teóricos que para cualquier localidad situada en el hemisferio norte la orientación óptima de trabajo de unos módulos solares es dirección sur al encontrarse el lugar de estudio a una latitud de unos 20° Norte. En cambio, las orientaciones Este y Oeste se contraponen, es decir, la orientación Este encuentra su máximo antes del mediodía solar y el ensayo en dirección Oeste coge sus valores máximos pasado ese mediodía.

La siguiente parte del ensayo consiste en la evaluación de estos módulos fotovoltaicos a diferentes inclinaciones en la orientación óptima para evaluar su comportamiento con el cambio de ángulo. Como se pudo ver en anterioridad la orientación óptima que se tomará en esta parte del ensayo es la que optimiza los sistemas en el hemisferio norte. Esta orientación corresponde al sur.

En la figura 35 se muestran los gráficos de cada inclinación evaluada en función de la intensidad de cortocircuito captada a lo largo de un tiempo. Así se podrá evaluar el sistema y notificar cuál de las inclinaciones adoptadas es la óptima para el sistema en esos días de medición y con ello se podrá tomar una aproximación de cuál será la inclinación para un sistema optimizado hacia el solsticio de invierno, días en los que el sol se encuentra en los puntos más bajos y, por lo tanto, menos horas de luz hay.

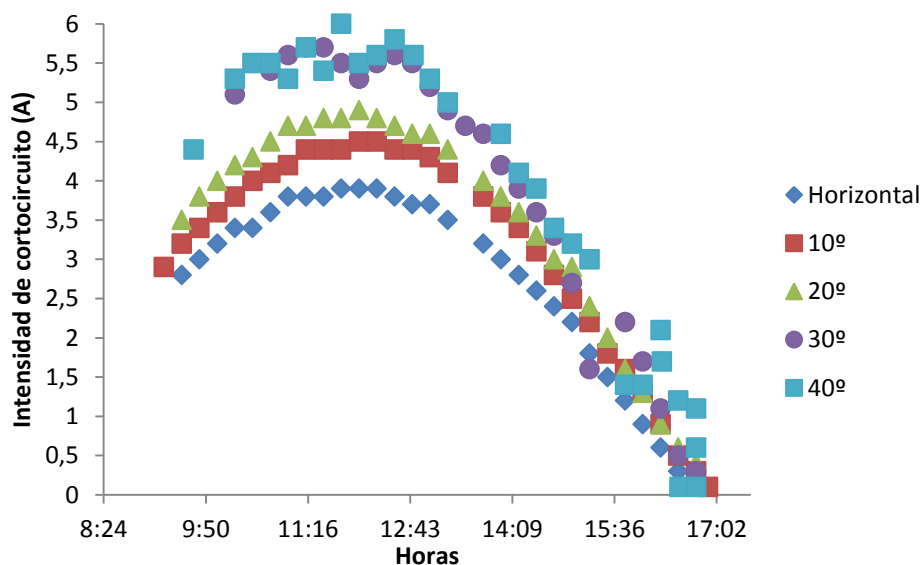


Figura 35. Gráfica de la intensidad de cortocircuito durante el día para diferentes inclinaciones.

En la imagen 35 se pueden apreciar las diferentes curvas de la intensidad de cortocircuito medida durante los ensayos a diferentes inclinaciones. Se puede apreciar cómo con el aumento del ángulo se incrementan los valores percibidos por el sistema, esto es debido que en cada ensayo se está consiguiendo captar la radiación solar lo más perpendicular al módulo fotovoltaico. Esa posición será la óptima ya que se identificará como aquella que obtiene los mayores valores para ese día solar.

En la figura 36 se observa cómo con una inclinación de 30° o 40° se captan los mayores niveles de intensidad de cortocircuito por lo que para la optimización del sistema para los meses de invierno o cercanos al día de solsticio de invierno son interesantes esas inclinaciones. Ahora se evaluarán las medidas de radiación perpendicular al plano del módulo a diferentes

inclinaciones como se puede ver en la siguiente imagen.

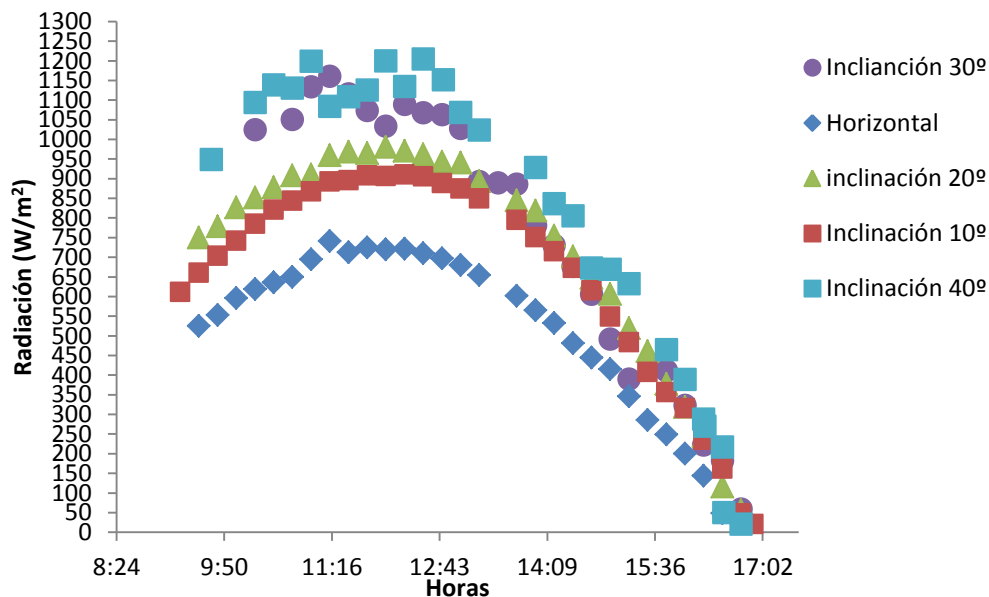


Figura 36. Gráfica de la radiación durante el día para diferentes inclinaciones.

Se puede observar cómo otra vez las inclinaciones óptimas en las cuales se han obtenido los máximos niveles de radiación han sido los pertenecientes a la inclinación de 30° y 40°, encontrando un máximo de radiación solar de 1205 W/m² a las 12:30 para una inclinación de 40° mientras que para la inclinación de 30° el máximo lo encontramos a las 11:15 con un valor de radiación solar de 1169 W/m². Además de tener una intensidad de cortocircuito en esos mismos puntos de 5.8 A y 5.7 A respectivamente. Estos valores son muy parecidos por lo que cualquiera de estas inclinaciones sería efectiva en la instalación de esta tecnología en esa zona para el supuesto de la optimización de la inclinación del sistema en los días cercanos al solsticio de invierno.

Usando el PVSyst para el cálculo aproximado de la potencia a partir de la radiación inclinada y la temperatura superficial del módulo para diferentes inclinaciones, se obtiene la tabla A I. 13 del Anexo II. En esta tabla se representan los porcentajes de diferencia entre la potencia en la inclinación óptima de 40° con las demás inclinaciones experimentadas. Se observa como para la inclinación horizontal se tiene un 29,89 %, de promedio, menos de producción de energía que la obtenida en la inclinación óptima del día. Si se comparan otras inclinaciones se tiene que para las inclinaciones de 10, 20 y 30 grados se obtienen unas diferencias del 13,66 %, 9,11 % y 3,65 % respectivamente. En la figura 38 se indica el gráfico de la potencia obtenido para las diferentes inclinaciones.

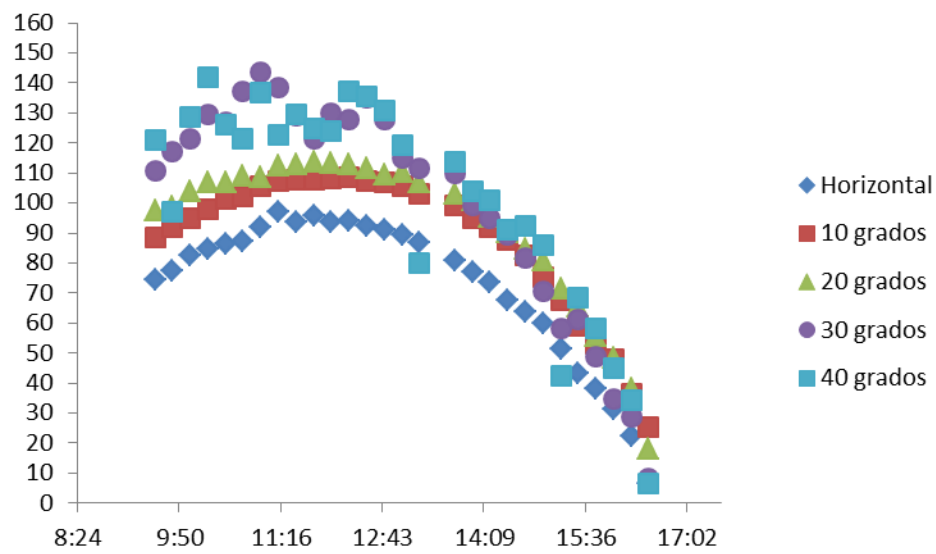


Figura 37. Gráfico de la potencia horaria calculada por PVSyst por cada inclinación

5. Análisis con software PVSyst.

En este apartado se evaluará como trabajan los módulos de silicio amorfo EPV144S de la empresa Resigum en diferentes zonas climáticas como pueden ser, Cuba y España. Se utilizará el programa de diseño fotovoltaico PVSyst para ensayar virtualmente las mantas fotovoltaicas en las dos zonas climáticas.

El sistema fotovoltaico utilizado consiste en un conjunto de 7 módulos en serie de capa fina de silicio amorfo EPV144S de la empresa Resigum, como los utilizados experimentalmente. El sistema está conectado a red para contabilizar la cantidad de energía producida durante todo un año en las dos ubicaciones. Los módulos están orientados al Sur, al ser esta la orientación óptima, y con una inclinación de 30° al ser una inclinación de construcción muy común en ambos países (Rufo, 2014) (DamiaSolar, 2015).

Antes de nada se debe saber que Moa es una ciudad que se encuentra en la parte occidental de la isla de Cuba, tiene una climatología tropical con abundantes precipitaciones durante el año y una temperatura media de 26.0 °C (Climate-Data.org). Mientras que Madrid, capital de España, se caracteriza por un clima seco y con pocas lluvias a lo largo del año, donde los veranos son muy calurosos y los inviernos son fríos. Por ello, la temperatura media anual es de 13,7 °C (Climate-Data.org).

El PVSyst es un software de diseño profesional que permite el estudio, la simulación y el análisis de sistemas fotovoltaicos completos. A partir de unos datos característicos de climatología, productos fotovoltaicos y diferentes requisitos de diseño, ofrece el posible trabajo real de los equipos fotovoltaicos estudiados (PVSystS.A.).

En el anexo 2 se explica el uso básico del software que se dio durante su estudio. También se expone la nomenclatura de todas las siglas usadas por el programa. Así se llegaron a los siguientes resultados:

1. Para la ciudad de Moa se consiguió una energía total producida por el generador fotovoltaico de 1674 kWh durante todo el año con un factor de rendimiento de casi el 81% (80,99%) para una irradiancia global efectiva anual en el plano inclinado de 1907,9 kWh/m². Se puede ver en la siguiente tabla que la Temperatura media anual del ambiente es de 26,24 °C y la temperatura media anual en la superficie del módulo es de 47,27 °C.

Tabla 4. Datos obtenidos PVSyst para el proyecto final en Moa, Cuba.

Moa proyecto final
Customised table

	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	T Amb °C	TArray °C	EArray kWh	E_Grid kWh	PR
Enero	168.6	164.5	24.20	47.93	144.3	138.9	0.817
Febrero	158.5	154.6	24.50	47.99	133.5	128.3	0.803
Marzo	189.7	184.6	25.10	48.61	157.9	151.7	0.793
Abril	175.2	169.5	25.50	46.91	147.6	141.5	0.801
Mayo	157.2	151.1	26.60	45.04	137.0	131.2	0.828
Junio	142.9	137.1	27.20	44.47	125.7	120.2	0.835
Julio	160.2	154.1	28.20	46.85	139.1	133.3	0.825
Agosto	160.4	154.9	28.30	47.37	135.9	130.0	0.804
Septiembre	172.1	167.0	27.40	48.76	144.4	138.6	0.799
Octubre	170.4	165.9	27.10	48.76	143.1	137.3	0.800
Noviembre	154.7	150.8	25.50	47.13	131.9	126.7	0.813
Diciembre	157.6	153.9	25.10	47.91	133.9	128.6	0.810
Año	1967.6	1907.9	26.24	47.27	1674.2	1606.4	0.810

2. Mientras que para la ciudad de Madrid se consigue para el mismo sistema una energía total producida por el generador fotovoltaico de 1700 kWh al año con un factor de rendimiento medio de 83,58 %. La cantidad total de energía efectiva anual percibida por el sistema fue de 1879,1 kWh/m², con una temperatura media anual de 14,52 °C y una temperatura superficial media en los módulos de 37,17 °C como se puede ver en la tabla 6.

Tabla 5. Datos obtenidos PVSyst para el proyecto final en Madrid, España.

Madrid proyecto final
customised table

	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	T Amb °C	TArray °C	EArray kWh	E_Grid kWh	PR
Enero	102.9	100.0	5.19	22.97	99.5	95.1	0.918
Febrero	118.7	115.6	6.71	27.54	111.7	107.2	0.896
Marzo	170.0	165.5	10.31	33.13	153.9	147.7	0.862
Abril	181.8	176.5	12.18	34.12	162.1	155.4	0.848
Mayo	194.2	188.0	16.99	37.60	171.7	164.5	0.840
Junio	208.6	202.1	22.87	45.39	174.3	167.0	0.794
Julio	230.5	223.4	25.69	49.64	187.0	179.5	0.773
Agosto	220.3	214.1	24.93	50.24	180.0	173.0	0.779
Septiembre	184.3	179.5	19.98	43.80	156.6	150.3	0.809
Octubre	135.4	131.7	14.77	34.51	123.6	118.4	0.868
Noviembre	102.7	99.9	8.53	26.18	96.5	92.1	0.889
Diciembre	85.2	82.7	5.49	21.58	83.5	79.7	0.928
Año	1934.6	1879.1	14.52	37.17	1700.3	1629.9	0.836

El factor de rendimiento (cociente de funcionamiento Performance ratio) del módulo o PR para el software PVSyst es la eficiencia global del sistema con respecto la potencia normal instalada y la energía incidente del plano. Este factor podría denominarse como aquel que indica las pérdidas acumuladas por el sistema desde que la radiación incide hasta la

producción de energía. Este valor da una idea de la calidad del diseño y de la instalación ya que cuanto más próximo a uno, mayor puede ser su producción de potencia (Villas, 1999).

Ecuación 3.1 Cálculo del factor de rendimiento PVSyst.

$$PR = \frac{E_{Grid}}{GlobInc \cdot PnomArray \text{ (potencia nominal instalada)}} = \frac{E_{Grid}}{EArrRef}$$

Los valores de cálculo se pueden ver en la siguiente tabla, sabiendo que la potencia nominal instalada en nuestro proyecto virtual es de 7 módulos de 144 Wp cada uno, lo que hace un total de potencia nominal instalada de 1008 Wp.

Tabla 6. Factor de Forma calculado por Pvsyst con sus respectivos datos.

Madrid proyecto final customised table				
	PR	EArrRef kWh	GlobInc kWh/m²	E_Grid kWh
Enero	0.918	103.678	102.9	95.1
Febrero	0.896	119.622	118.7	107.2
Marzo	0.862	171.378	170.0	147.7
Abril	0.848	183.205	181.8	155.4
Mayo	0.840	195.800	194.2	164.5
Junio	0.794	210.309	208.6	167.0
Julio	0.773	232.347	230.5	179.5
Agosto	0.779	222.092	220.3	173.0
Septiembre	0.809	185.823	184.3	150.3
Octubre	0.868	136.454	135.4	118.4
Noviembre	0.889	103.502	102.7	92.1
Diciembre	0.928	85.852	85.2	79.7
Año	0.836	1950.061	1934.6	1629.9

Si comparamos ambas producciones en diferentes lugares se puede observar en la figura 38 como en Moa la producción de energía es muy poco variable con respecto a la variabilidad que sufre la producción de energía en Madrid (ver figura 39). En estas imágenes se nos ofrece información sobre el factor de rendimiento para los diferentes meses durante el año, así como las pérdidas (generador y sistema) y la energía producida durante los diferentes meses.

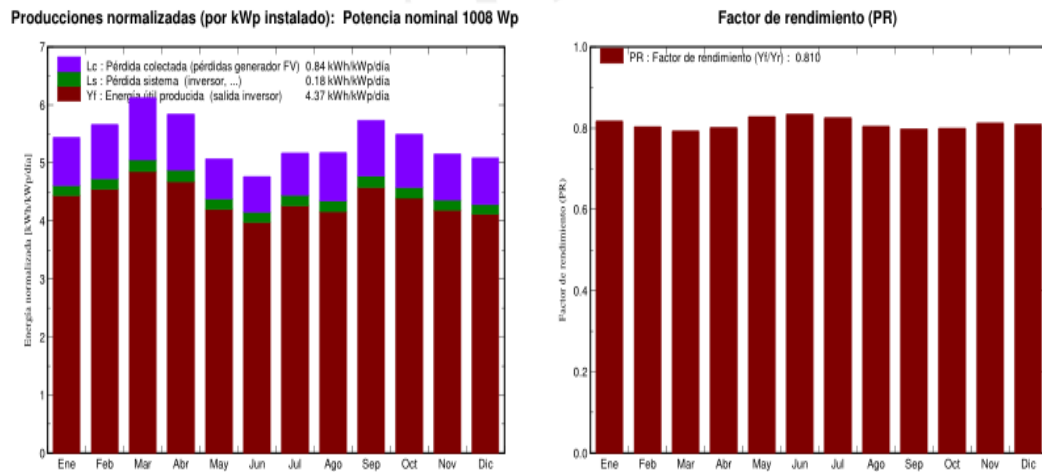


Figura 38. Producciones del proyecto final en Moa obtenidas mediante software PVsyst.

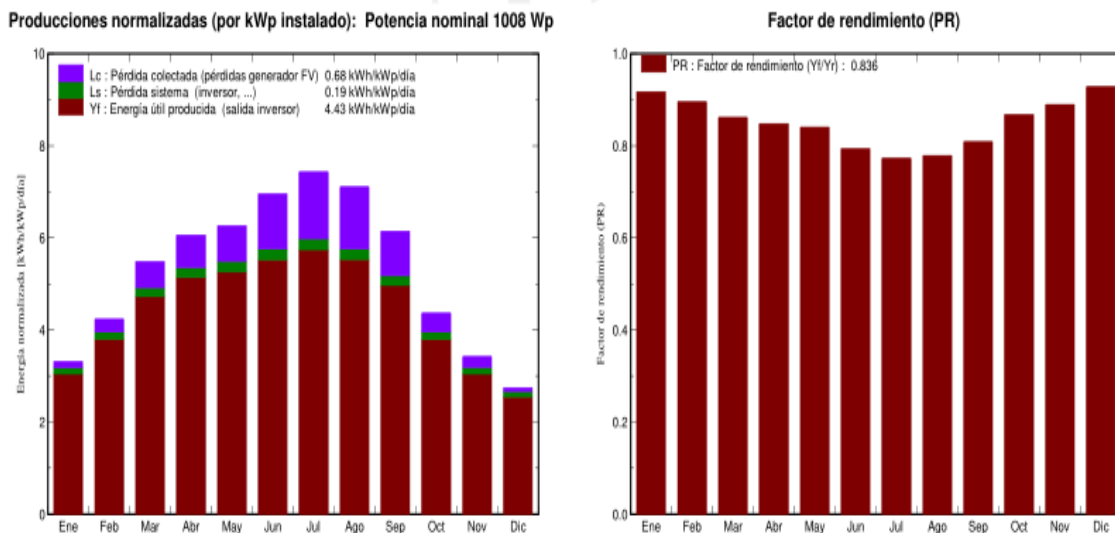


Figura 39. Producciones del proyecto final en Madrid obtenidas mediante software PVsyst.

Así como se puede observar que las pérdidas en Moa son un poco superiores a las de Madrid debido posiblemente a la diferencia de temperaturas de superficie de los dos sistemas estudiados. Ya que en Moa se tiene una pérdida por temperatura de 13,3 % con una temperatura media de superficie de 47,27 °C, mientras que en Madrid la pérdida por temperatura es de unos 3 puntos menos (10,2 %) con una temperatura de 37,17 °C. Además el factor de rendimiento de Madrid es del 83,5 % y el de Moa llega al 81% provocando que la energía producida por el generador sea un 1,53% menor en Moa (1674 kWh) con respecto a Madrid (1700 kWh).

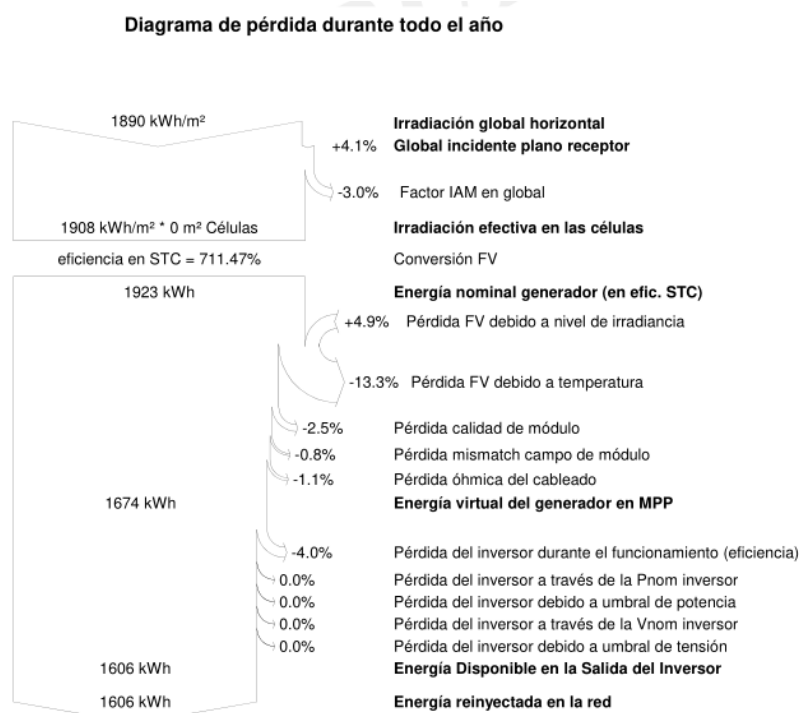


Figura 40. Diagrama de pérdidas obtenidas por PVSyst para proyecto final en Moa.

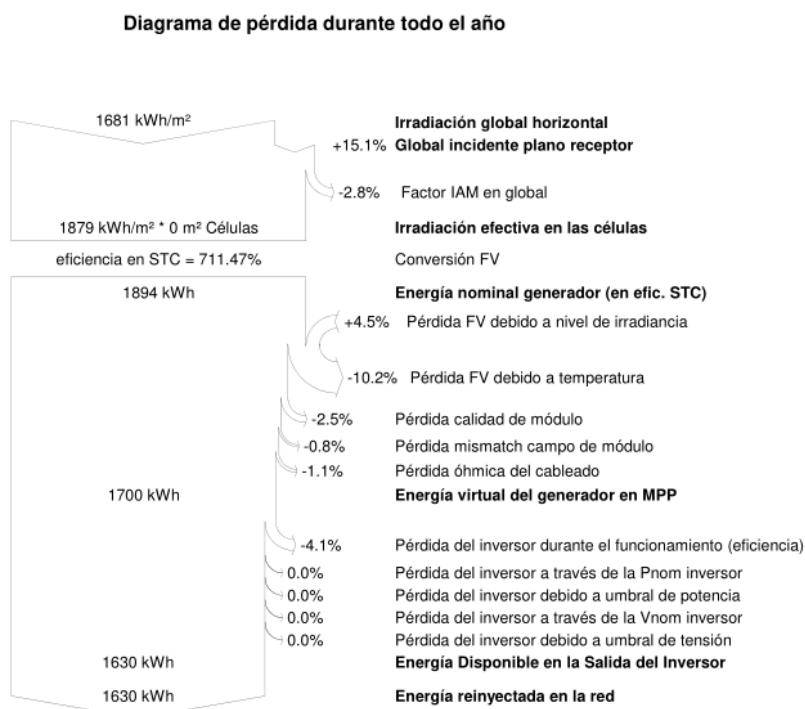


Figura 41. Diagrama de pérdidas obtenidas por PVSyst para proyecto final en Moa.

Las figuras 40 y 41 ofrecen el diagrama de todas las pérdidas y ganancias del sistema, así como la producción global del proyecto fotovoltaico. En el anexo III se ofrecen los resultados obtenidos mediante el programa PVSyst para los dos proyectos realizados

6. Conclusiones.

Primeramente, se pudo comprobar el comportamiento de los parámetros que caracterizan la operación de la manta flexible EPV144S en diferentes condiciones del clima tropical de Cuba para una inclinación horizontal. Los resultados que se reflejan en la primera parte del trabajo corresponden a variaciones de la radiación global entre 5 y 1025 W/m², temperatura ambiente 24,4 - 31,9 °C, temperatura en la superficie de la manta 24,1 - 54,6 °C, intensidad de cortocircuito entre 0 y 5 A y tensión a circuito abierto desde 33 hasta 44 V.

Cuando se compara las variaciones entre las condiciones estándar de operación de las mantas flexibles a 25 °C (valor fijo) y las condiciones de temperatura promedio de la superficie de la manta 41,67 °C, la producción de electricidad disminuye en aproximadamente un 12,1 %. Para estas condiciones la temperatura ambiente promedio fue de 29,32 °C.

Los efectos de la nubosidad representan la causa fundamental de la variación brusca de potencia de las mantas flexibles, lo cual en la actualidad se soluciona en los sistemas conectados a red haciendo uso de las potencialidades de los inversores. Para el caso de estudio se produjeron cambios de hasta un 76,3% en la variación de la potencia por esta causa. Como se pudo observar en la figura 27, disminuyendo de valores en torno a los 900 W/m² hasta los cercanos a 100 W/m².

En la segunda parte del proyecto se pudo comprobar en primer lugar que para la ciudad de Moa localizada a 20.64° por encima del Ecuador su orientación óptima es la instalación de tecnologías fotovoltaicas hacia el sur al conseguir radiaciones de un promedio de 54,08 % superior con respecto a las producidas en orientación Norte y un máximo de 90,63 % entre esas mismas orientaciones. También, la intensidad de cortocircuito generada con esta orientación Sur frente a su contraria aumenta en un 55,3% de promedio frente al 40,3% y 46,20% con respecto a las otras dos orientaciones, Oeste y Este respectivamente. Pero si se evalúa la temperatura superficial en las diferentes orientaciones y se relacionan con la orientación principal sur, se puede destacar que se reduce en un 25.97 % la temperatura a orientaciones norte debido principalmente a que gran parte de la radiación solar se pierde debido a que no consigue proyectar sobre la superficie del módulo.

En segundo lugar la inclinación óptima para el sistema es de 40° al ser esta en la que el sistema obtiene los valores máximos de radiación experimentada e intensidad de cortocircuito localizada. Si se compara esta inclinación óptima con la inclinación horizontal se puede observar como existe un 36,7 % de promedio en ganancias por inclinación en cuanto a niveles de energía solar captada. Mientras que para inclinaciones como 10°, 20° y 30° se tienen pérdidas de captación de energía en torno al 16%, 10% y 8% respectivamente con respecto al óptimo. Esto provoca que las pérdidas de potencia con respecto la inclinación óptima sean del 29,9 %, 13,6 %, 9,1 %, 3,6% de promedio para las inclinaciones de 0, 10, 20 y 30 grados respectivamente.

Si se observan los resultados de las ecuaciones del apartado 3 en el punto de inclinación e orientación óptima (véase páginas 24, 25, 26 y 27), se demuestra como para el día estudiado nuestra inclinación óptima evaluada es 40° muy cercana a la óptima calculada en la ecuación 1.3 para el caso experimentado (43°). Por lo que los datos obtenidos experimentalmente son óptimos para ese día. Si se utilizaran las inclinaciones obtenidas por otros tipos de métodos, los porcentajes de pérdida de máxima potencia por inclinación aproximados a un ángulo

experimentado, como son 10, 20, 30 y 40 grados, serían los mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 7. Porcentaje de pérdidas según tipo de método utilizado.

Método	Inclinación	% con respecto 40
Inclinación Óptima Anual	18°	9,11 %
Bombeo de agua	10,65°	13,65 %
Asegurar Energía Mínima	30,65°	3,65 %
Captación Regular Anual	20,65°	9,11 %

En el análisis por parte del software de diseño fotovoltaico PVSyst, se obtuvo que para un sistema fotovoltaico de 7 módulos en serie de la manta fotovoltaica EPV144S, con una inclinación fija de 30° tanto para el proyecto virtual en Moa como en Madrid, la producción en el clima mediterráneo es un 1,53 % superior que la producción en la ciudad de Moa. Además se obtuvo para Madrid un promedio del factor de rendimiento de 0,836, mientras que en Moa el promedio es de un 0,81.

En cambio, si se comparan las radiaciones globales efectivas anuales obtenidas en el plano inclinado por ambos proyectos se observa como en Moa son superiores a las obtenidas en la otra ciudad con un valor de 1907,9 kWh/m² para la ciudad cubana y 1879,1 kWh/m² para Madrid. Así como, en Moa las pérdidas por temperatura son 3,1 % superior a las de Madrid lo que hace que aunque se consiga percibir un mayor radiación global la producción de energía es inferior.

7. Normativa.

Para la instalación de los módulos fotovoltaicos expuestos en el proyecto es necesario el cumplimiento de una serie de normas y legislaciones vigentes en el momento de su puesta a punto.

En España actualmente las siguientes tres formas de instalación de fotovoltaica:

- Autoconsumo Instantáneo:

El consumo y la producción de la energía solar se realizan en el mismo momento, sin la posibilidad de inyección a la red. De esta forma el inversor fotovoltaico regula su potencia en función a la demanda sin conexión a la red.

- Autoconsumo Aislado:

Toda la producción de energía recae en el consumo propio o almacenamiento de esta energía en baterías. Su instalación es independiente al sistema de red eléctrica. Este método no es necesario el registro de la instalación.

- Conexión a red

La producción de energía que no se utiliza al momento se vierte a la red eléctrica.

Las dos primeras formas de instalación correspondientes al autoconsumo deben cumplir las norma UNE 217001:2015 IN de requisitos y ensayos para sistemas que eviten el vertido de energía a la red de distribución. Ya que estas dos formas de instalación nunca deben verter energía a la red eléctrica nacional (Madrid, 2015).

Al ser un campo bastante amplio se va a enfocar el estudio de la legislación al ensayo realizado con el programa de diseño PVsyst por el que se dispondrá de un sistema fotovoltaico de producción inferior a 1.500 V en corriente continua o de 1.000 V en corriente alterna por lo que se tendrá que tener en cuenta para la instalación el real decreto RD 842/2002 que aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión. Y al tener el sistema producciones muy bajas optaremos por un autoconsumo instantáneo evitando el suministro de electricidad a la red, cumpliendo la norma UNE 217001:2015 IN (Fotovoltaico, 2015).

El decreto RD 900/2015 regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de la energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Este decreto se aplica a instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red aunque no se vierta energía. Nuestro sistema de estudio pertenecería al tipo A por el que el consumo es propio, en un único punto de suministro que dispone de uno o varios generadores fotovoltaicos dispuestos en su red interior. Además se cumpliría que la potencia instalada es inferior a 100 kW para pertenecer a esta zona de aplicación. Para el cumplimiento de este decreto se necesita de la instalación de una serie de contadores en los puntos más cercanos a los puntos de frontera con resolución horaria para la toma de datos. En el caso de tipo 1, se

deben instalar dos equipos de medida. Uno debe registrar la energía neta generada por la instalación fotovoltaica y otro equipo de medida bidireccional en la zona de frontera por posibles vertidos a la red (cni, 2015).

Debido a la posibilidad del vertido de energía a la red, este decreto también es conocido por el famoso impuesto al sol o los peajes de acceso, que fijan cuantitativamente el vertido en la red nacional de energía. En el caso de tipo 1 se puede quedar exento de pago de peajes aquellas instalaciones que cuenten con un dispositivo que impida el vertido instantáneo de energía a la red.

Además de lo descrito, las instalaciones fotovoltaicas deben cumplir las normas aplicables descritas o asociadas en su mayoría al comité AEN/CTN 206/SC 82:71 especializado en Sistemas de energía solar fotovoltaica. Entre las más destacadas se encuentran las siguientes normas de seguridad:

- **EN 62477-1:** Requisitos de seguridad para sistemas y equipos de conversión de potencia de semiconductores.
- **UNE-EN 62109:** Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos.
- **UNE 206006 IN:** Ensayos de detección de funcionamiento en isla de múltiples inversores fotovoltaicos conectados a red.
- **UNE-EN 61683:** Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- **UNE-EN 50548:2012:** Cajas de conexiones para módulos fotovoltaicos.
- **UNE-EN 61730-1:2007:** Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos Parte 1: Requisitos de construcción.
- **UNE-EN 50521:2010:** Conectores para sistemas fotovoltaicos. Ensayos y requerimientos de seguridad.
- **UNE-EN 50539-11:2013:** Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias de baja tensión. Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias para aplicaciones específicas incluyendo corriente continua.
- **UNE-EN 61853-1:2011:** Ensayos del rendimiento de módulos fotovoltaicos (FV) y evaluación energética. Parte 1: Medidas del funcionamiento frente a temperatura e irradiancia y determinación de las características de potencia.
- **UNE-HD 60364-7-712:2017:** Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV).
- **UNE 20460-7-712:2006:** Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7-712: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV).
- **UNE-EN 61646:2009:** Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- **UNE-EN 62446:2011:** Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- **UNE-EN 50583-1:2016:** Sistemas fotovoltaicos en edificios. Parte 1: Módulos BIPV

(módulos fotovoltaicos integrados en edificios).

- **UNE-EN 50380:2003:** Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.
- **UNE-EN 60904-1:1994:** Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica corriente-tensión de dispositivos fotovoltaicos. (IEC 60904-1:2006).
- **UNE-EN 60904-3:1994:** Dispositivos fotovoltaicos. Parte 3: Fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos (FV) de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de referencia.
- **UNE-EN 61277:2000:** Sistemas fotovoltaicos (FV) terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía.
- **UNE-EN 61724:2000:** Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.
- **CEI 61730-2:2004:** Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 2: Requisitos para ensayos.
- **UNE-EN ISO 14001:2015:** Sistemas de gestión ambiental. Requisitos con orientación para su uso.

En Cuba por el contrario no existe una norma técnica que regule la implantación o explotación de este tipo de tecnología, siendo necesaria su elaboración para garantizar el buen desarrollo de los sistemas fotovoltaicos. Por lo que muchos de estos sistemas se apoyan en experiencias en el diseño y montaje de otros sistemas fotovoltaicos (Antonio Vázquez Perez; Raynel Díaz Santos; María Rodríguez Gámez; Espino Ares).

8. Entorno socio-económico.

La adaptación de módulos solares a lugares de difícil acceso para la red eléctrica o el uso de esta tecnología en apoyo al consumo eléctrico, resulta muy beneficioso para el consumidor. Por ello es interesante el estudio de estas tecnologías para el apoyo al consumo eléctrico o el consumo aislado como puede suceder en lugares donde no se encuentre instalada la red nacional de energía.

Además en la isla cubana se añade que la instalación fotovoltaica puede provocar un beneficio económico al reducir el consumo de petróleo y depender en menos cantidad de la importación de este producto. También solucionaría problemas en lugares de difícil acceso con la posibilidad de instalación de esta tecnología de una forma aislada.

En España resultaría interesante su instalación en zonas de difícil acceso como pueden ser albergues o refugios en zonas de montaña donde es difícil el acceso a energía eléctrica de la red nacional. Y aunque se tengan limitaciones en los últimos años, es beneficiosa para el consumidor la instalación de estos módulos para disminuir la factura de la luz.

Por ello es interesante calcular el posible ahorro que esta tecnología puede suponer teniendo en cuenta una amortización del bien activo.

En la actualidad, el precio del kWh en España se encuentra a un 0,11493 € ("Tarifa de la luz actual," 2017) y se sabe que la vida útil de los módulos fotovoltaicos de silicio amorfo de lámina fina oscilan alrededor de los 15 años con una eficiencia en torno al 10 % ("¿Cuanto duran los paneles solares?," 2015). Según el mercado valorado se tiene que el coste del vatio pico en este tipo de módulos se encuentra a 2 €/Wp por lo que para unos módulos solares de silicio amorfo como los utilizados de 144Wp se tiene un valor en el mercado cercano a los 290€ ("Panel solar 144W," 2017).

Con los datos obtenidos a través del software PVSyst se obtiene que durante un año 7 paneles solares, como los anteriormente mencionados, produzcan en torno a 1.630 kWh anualmente con las características climatológicas dadas por el programa para la ciudad de Madrid. Esto supone un ahorro en la factura de la luz de 187,45 € al año si se tiene un valor fijo del precio de la tarifa de la luz como el obtenido en anterioridad.

Para realizar la mejor amortización posible del producto se va a realizar una amortización técnica del bien ya que se define como la estimación del deterioro del activo durante un año y con eso se podrá saber cuánto tiempo se tarda en amortizar el generador fotovoltaico y ver la rentabilidad del proyecto (Anaya, 2016).

Para la amortización técnica se pueden realizar distintos métodos desde una amortización simple a una amortización funcional como la que se detalla a continuación. La funcional se destaca por que tiene en cuenta las producciones del generador como se detalla en la siguiente ecuación (Anaya, 2016).

Ecuación 9. Amortización funcional.

$$\text{Amortización funcional} = \frac{\text{Valor inicial } (V_0)}{\text{Producción total en toda la vida útil}} * \text{Producción anual}$$

Para el proyecto estudiado se tiene una inversión inicial de 2016 € cuya una vida útil de los módulos tiene un valor de unos 15 años con una producción global anual de 1.630 kWh, obteniendo una amortización anual de 134,4 €. Por lo que si lo comparamos con el ahorro obtenido durante el año, en torno a 187,5 €, se tiene un beneficio por año de 53,1 € en la factura de la luz haciendo provechosa esta tecnología.

9. Bibliografía.

- Anaya, G. (2016). *Plan General de Contabilidad y PYMES* (E. Piramide Ed.).
- Antonio Vázquez Perez; Raynel Díaz Santos; María Rodríguez Gámez; Espino Ares, R. Normas técnicas y sistemas fotovoltaicos conectados a red. *Cubasolar*.
- Argota Pupo, D. (2012). *Estudio del comportamiento de las cargas electricas del sector residencial en cuba*. Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, Holguín, Cuba.
- Blanco, M. E. (2016). *Integración de la energía solar fotovoltaica en edificios multifamiliares del municipio de Moa*. Instituto Superior Minero-Metalúrgico de Moa, Holguín, Cuba.
- Blasco, F. (2012). Cálculo de instalación fotovoltaica aislada de la red.
- Cárabe, J. (2015). La Energía Solar Fovotvoltaica en España. *Vertices*.
- Climate-Data.org. Clima: Madrid. 2017, from <https://es.climate-data.org/location/92/>
- Climate-Data.org. Clima: Moa. 2017, from <https://es.climate-data.org/location/45462/>
- cni, c. n. d. i. y. m. (2015). Resumen para instalador RD 900/2015.
- ¿Cuanto duran los paneles solares? (2015). Retrieved from <http://www.gstriatum.com/energiasolar/blog/2015/06/04/cuanto-duran-los-paneles-solares/>
- Cuba, C. d. p. y. v. d. (2012). Tipos de materiales en la fabricación viviendas.
- DamiaSolar. (2015). ¿Cual debe ser la orientación y la inclinación de las placas solares. Retrieved from https://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/orientacion-e-inclinacion-de-las-placas-solares_1
- Donoso, J. (2016). 2016: Un nuevo año recordó para la fotovoltaica en el mundo. Un nuevo año de ralentización en España. *UNEF*.
- El Sol, fuente básica de energía. Retrieved 17/06/2017, from http://www.ambientum.com/enciclopedia_medioambiental/energia/El_Sol_fuente_basica_de_energia.asp
- Fernandez, A. (2014). Los paises con mas energías renovables del mundo. Retrieved 10/11/2016, from http://www.consumer.es/web/es/medio_ambiente/energia_y_ciencia/2014/07/17/20280.php
- Fernandez, S. (2017). EL mundo Instaló 75 GW de Energía solar fotovoltaica en 2016, un 50% más que en 2015. *Diario renovables*.
- Ferrari, M. (2016). Solar Fovotvoltaica Cuba. *Sopelia*.
- Fotovoltaico, A. (2015). BREVE RESUMEN DEL RD. 900/2015 DE AUTOCONSUMO. Retrieved from <https://www.cambioenergetico.com/blog/breve-resumen-del-rd-9002015-autoconsumo/>
- Lorenzo, E. (2014). *Electricidad solar fotovoltaica* (Progenza Ed. 1 ed. Vol. Ingeniería Fovotvoltaica).
- Madrid, U. C. I. d. (2015). Legislación fotovoltaica española.
- Martín, N. (2011). *Integración de la energía fotovoltaica en edificios* (Progenza Ed. 1 ed.).
- Nowak, S. (2016). Trends 2016 in photovoltaic applications *foreword*. Sweden: IEA International Energy Agency.
- Osorio, L., & Montero, R. (2016). Análisis energético de un sistema fotovoltaico integrado a una cubierta plana horizontal. *Ingeniería Energética*, 45, 10.
- Panel solar 144W. (2017). Retrieved 17/06/2017, from <https://spanish.alibaba.com/product-detail/144w-flexible-solar-panels-prices-60037003072.html>
- PCE-Iberica. Características técnicas Comprobador de módulos solares EVOMEX Solarmex 1000. Retrieved 21/11/2016, from <http://www.pce-iberica.es/medidor-detalles->

- [tecnicos/instrumento-de-radiacion/comprobador-modulo-solarmex1000.htm](http://www.pce-iberica.es/medidor-detalles-tecnicos/instrumento-de-temperatura/termometro-infrarrojo-pce-ir425.htm)
- PCE-Iberica. Características técnicas de la estación meteorológica WatchDog. Retrieved 21/11/2016, from <http://www.pce-iberica.es/medidor-detalles-tecnicos/logger-de-datos/logger-datos-watchdog-500.htm>
- PCE-Iberica. Características técnicas termómetro infrarrojo PCE-IR 425. Retrieved 21/11/2016, from www.pce-iberica.es/medidor-detalles-tecnicos/instrumento-de-temperatura/termometro-infrarrojo-pce-ir425.htm
- PVSystS.A. A powerful software for your photovoltaic systems. 2017, from <http://www.pvsyst.com/en/>
- Rufo, R. (2014). Inclinación Óptima de placas fotovoltaicas. Retrieved 26/04/2017, from <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/01/09/inclinacion-optima-de-placas-fotovoltaicas/>
- Sarmiento, A. (2013). *Energía Solar Fotovoltaica* (E. Academica Ed. 1 ed.).
- Tarifa de la luz actual. (2017). Retrieved 17/06/2017, from <http://tarifaluzhora.es/>
- UNEF. (2016). Marco Nacional Energía Fotovoltaica *Informe Anual 2016*.
- Villas, M. G. (1999). *Energía Solar Fotovoltaica y Cooperación al desarrollo* (I. Editorial Ed.).
- Wenhua, X. (2016). *International training course on solar energy*. (M. d. C. d. I. R. d. China Ed. 1 ed.).

Anexos. Índice de figuras y tablas.

<i>Figura A II. 1. Menú principal del software PVSyst.</i>	<i>69</i>
<i>Figura A II. 2. Menú de la sección herramientas. Software PVSyst.</i>	<i>70</i>
<i>Figura A II. 3. Menú de la base de datos. Software PVSyst.</i>	<i>70</i>
<i>Figura A II. 4. Menú de la sección Pre-dimensionado. Software PVSyst.</i>	<i>71</i>
<i>Figura A II. 5. Pantalla de nuevo proyecto. Software PVSyst.</i>	<i>72</i>
<i>Figura A II. 6. Pantalla de características del cálculo de una base de datos de clima. Software PVSyst.</i>	<i>73</i>
<i>Figura A II. 7. Elección de un lugar geográfico para obtener su base de clima. Software PVSyst.</i>	<i>73</i>
<i>Figura A II. 8. Pantalla de elección para la inclinación, la orientación y la optimización del sistema. Software PVSyst.</i>	<i>74</i>
<i>Figura A II. 9. Menú de selección de los diversos elementos del sistema fotovoltaico conectado a red. Software PVSyst.</i>	<i>75</i>
<i>Figura A II. 10. Pantalla de simulación del proyecto. Software PVSyst.</i>	<i>76</i>
<i>Figura A II. 11. Menú selección de los resultados que se quieren. Software PVSyst.</i>	<i>76</i>
<i>Tabla A I. 1. Datos correspondientes al ensayo del 18 de octubre del 2016. Moa.</i>	<i>56</i>
<i>Tabla A I. 2. Datos correspondientes al ensayo del 19 de octubre del 2016. Moa.</i>	<i>57</i>
<i>Tabla A I. 3. Punto de máxima corriente obtenidos por PVSyst mediante datos del primer ensayo. 18-10-2016.</i>	<i>58</i>
<i>Tabla A I. 4. Datos obtenidos ensayos de orientación e inclinación. Orientación Sur, horizontal.</i>	<i>59</i>
<i>Tabla A I. 5. Datos obtenidos ensayos de orientación e inclinación. Orientación Sur, 10°.</i>	<i>60</i>
<i>Tabla A I. 6. Datos obtenidos ensayos de orientación e inclinación. Orientación Sur, 20°.</i>	<i>61</i>
<i>Tabla A I. 7. Datos obtenidos ensayos de orientación e inclinación. Orientación Sur, 30°.</i>	<i>61</i>
<i>Tabla A I. 8. Datos obtenidos ensayos de orientación e inclinación. Orientación Sur, 40°.</i>	<i>62</i>
<i>Tabla A I. 9. Datos obtenidos ensayos de orientación e inclinación. Orientación Norte, 20°.</i>	<i>63</i>
<i>Tabla A I. 10. Datos obtenidos ensayos de orientación e inclinación. Orientación Este, 20°.</i>	<i>64</i>
<i>Tabla A I. 11. Datos obtenidos ensayos de orientación e inclinación. Orientación Oeste, 20°.</i>	<i>65</i>
<i>Tabla A I. 12. Datos obtenidos ensayos de orientación e inclinación. Orientación Sur, 20°.</i>	<i>66</i>
<i>Tabla A I. 13. Puntos de máxima potencia para cada Inclinación.</i>	<i>67</i>
<i>Tabla A I. 14. Relación de los puntos de máxima potencia con la inclinación óptima (40°).</i>	<i>67</i>

Anexo I. Datos experimentales. Moa.

En el Anexo se adjuntan las tablas de datos obtenidas durante los ensayos experimentales a las mantas flexibles de silicio amorfo.

La primera tabla corresponde al ensayo realizado el 18 de octubre del 2016 en la ciudad de Moa con una inclinación horizontal. Las siglas utilizadas se detallan a continuación.

- Situación. Situación meteorológica al momento de la obtención del dato.
 - Sm: Sombra.
 - Spar: Sol parcial. En alguna parte del módulo hay ciertas sombras.
 - S: Soleado.
 - N: Nublado.
 - MN: Muy Nublado.
- Taire: Temperatura Ambiente. (°C)
- Radiación: Radiación sobre plano del módulo. (W/m²)
- Uoc: Tensión a circuito abierto. (V)
- Isc: Intensidad de cortocircuito. (A)
- Tsup: Temperatura media superficial del módulo. (°C)

Tabla A I. 1. Datos correspondientes al ensayo del 18 de octubre del 2016. Moa.

Hora	Situación	Taire	Radiación	Uoc	Isc	Tsup
7:00	Sm	24,4	6	33	0	23,8
7:20	Sm	24,5	16	36	0,1	24,03
7:40	Sm	24,6	17	37	0,1	24,53
8:00	Sm	24,8	34	39	0,2	24,73
8:20	Spar	25,4	87	41	0,4	26,6
8:40	S	26,4	224	42	1,2	31,8
9:00	S	26,9	232	42	1,2	33,3
9:20	N	27,7	423	43	1,5	36,53
9:40	S	28,3	684	44	2,1	36,57
10:00	S	29,2	603	43	2,4	41,03
10:20	S	30,3	698	41	3,3	47,1
10:40	N	30,2	326	40	1,8	42,57
11:00	S	30,2	798	42	4,1	48,73
11:20	S	31,2	904	42	4,6	51,37
11:40	S	31,6	906	41	4,7	55,3
12:00	S	31,3	878	42	4,6	52,9
12:20	S	31,2	894	41	4,7	53,83
12:40	S	31,2	906	41	4,8	52,7
13:00	N	31,6	223	38	1,4	51,27
13:05	S	31,6	1043	42	4,9	51,27

13:20	S	31,7	887	41	4,7	54,57
13:40	N	31,2	655	40	4,5	44,67
13:45	MN	31,2	94	36	0,9	44,67
14:00	S	31,9	938	41	5	49,67
14:20	N	31,6	252	38	2,6	51,37
14:40	S	30,6	789	42	4,3	50,5
15:00	N	30,4	87	37	0,7	45,47
15:05	S	30,4	739	43	4	45,47
15:20	S	31,2	798	43	4,2	43,53
15:25	MN	31,2	139	38	0,9	43,53
15:40	MN	30,9	106	38	0,9	44,6
15:45	S	31,3	642	42	3,5	44,6
16:00	S	31,3	520	41	3	47,4
16:20	S	31,1	439	41	2,4	44,43
16:40	N	31,3	142	38	1	40,6
17:15	N	27,5	61	40	1,2	34,53
17:30	S	27,6	182	40	0,9	34,7
17:45	N	27,4	155	40	0,6	35
18:00	N	26,7	30	35	0,2	33,23
18:20	N	26,6	17	37	0,1	32,97
18:30	Sm	26,4	5	28	0,1	32,97

La siguiente tabla corresponde al ensayo realizado el 19 de octubre con las mismas condiciones del primer ensayo, pero esta vez el estado de cielo es nublado durante el tiempo de experimentación. Las siglas tienen el mismo significado que el caso anterior.

Tabla A I. 2. Datos correspondientes al ensayo del 19 de octubre del 2016. Moa.

Hora	Radiación	Uoc	Isc	Tsup	T aire
9:20	118	40	0,6	30,8	27,8
9:45	184	41	1	32,1	28,1
10:00	205	41	1,1	32,6	28,3
10:20	243	42	1,4	33,4	28,6
10:40	291	42	1,7	34,8	28,9
11:00	337	42	1,9	37	29,3
11:20	341	42	1,9	37,6	29,6
11:40	337	42	1,9	36,7	29,6
12:00	237	41	1,3	35,6	29,5
12:20	171	41	1,1	34,9	29,3

La tercera tabla corresponde a los datos obtenidos en el primer ensayo y aquellos adquiridos a través del PVSyst que permite la obtención del punto de máxima potencia con los datos de radiación y temperatura superficial del módulo. Las siglas utilizadas se describen a continuación.

- Radiación: Radiación sobre plano horizontal. (W/m^2)
- Tsup: Temperatura media de la superficie en el módulo. ($^{\circ}\text{C}$)
- Potencia: Punto de máxima potencia calculada a través de PVSyst. (W)
- Potencia 25: Punto de máxima potencia para una temperatura superficial de 25°C calculada a través de PVSyst. (W)
- Porcentaje: Tanto por ciento de diferencia entre la potencia a 25°C y la potencia a cierta temperatura experimentada. (%)

Tabla A I. 3. Punto de máxima corriente obtenidos por PVSyst mediante datos del primer ensayo. 18-10-2016.

Radiación	Tsup	Potencia	Potencia 25	Porcentaje
5	32,97	0,2	0,2	0
6	23,8	0,3	0,3	0
16	24,03	1,2	1,2	0
17	24,53	1,3	1,3	0
17	32,97	1,2	1,3	7,69230769
30	33,23	2,6	2,8	7,14285714
34	24,73	3,3	3,3	0
87	26,6	10,2	10,4	1,92307692
142	40,6	15,7	18,2	13,7362637
155	35	18,4	20,1	8,45771144
182	34,7	22	24	8,33333333
224	31,8	28,5	30,2	5,62913907
232	33,3	29,3	31,4	6,68789809
423	36,53	54	59,4	9,09090909
439	44,43	52,7	61,7	14,5867099
520	47,4	61,2	73,5	16,7346939
603	41,03	75,4	85,6	11,9158879
642	44,6	77,7	91,3	14,8959474
655	44,67	79,3	93,2	14,9141631
684	36,57	88,8	97,4	8,82956879
698	47,1	83,2	99,5	16,3819095
739	45,47	89,8	105,5	14,8815166
789	50,5	90,9	112,9	19,486271
798	48,73	93,7	114,2	17,9509632
798	43,53	98,1	114,2	14,0980736
878	52,9	99,5	126	21,031746
887	54,57	98,6	127,3	22,5451689
894	53,83	100,4	128,3	21,745908
904	51,37	104,5	129,8	19,4915254
906	55,3	100,7	130,1	22,5980015
906	52,7	102,8	130,1	20,9838586
938	49,67	109,6	134,8	18,694362
1043	51,27	120,8	150,2	19,5739015

Promedio	14,287
----------	--------

En la tabla 4, 5, 6 y 7 se adjuntan los resultados obtenidos en el estudio a diferentes inclinaciones de un módulo fotovoltaico de silicio amorfo con orientación sur. La nomenclatura utilizada se detalla a continuación.

- Radiación: Radiación sobre plano inclinado. (W/m^2)
- Uco: Voltaje de circuito abierto. (V)
- Isc: Intensidad de cortocircuito. (A)
- Tsup: Temperatura media en la superficie del módulo. ($^{\circ}\text{C}$)
- β : Inclinación del módulo. ($^{\circ}$)

La tabla 4 corresponde a los datos obtenidos a una inclinación de 0° u horizontal.

Tabla A I. 4. Datos obtenidos ensayos de orientación e inclinación. Orientación Sur, horizontal.

Orientación Sur ; Inclinación $\beta = 0^{\circ}$ (horizontal)				
Hora	Radiación	Uco	Isc	Tsup
9:30	525	43	2,8	44,4
9:45	553	42	3	46,4
10:00	596	42	3,2	46,1
10:15	619	42	3,4	47,7
10:30	636	42	3,4	49,4
10:45	650	42	3,6	50,8
11:00	695	42	3,8	52
11:15	741	42	3,8	52,4
11:30	713	42	3,8	53,4
11:45	725	42	3,9	51,3
12:00	720	41	3,9	54,1
12:15	722	41	3,9	54,2
12:30	710	41	3,8	55,1
12:45	697	41	3,7	53,7
13:00	680	41	3,7	54,1
13:15	655	41	3,5	52,6
13:45	602	41	3,2	51,8
14:00	565	41	3	50,6
14:15	533	41	2,8	49,8
14:30	481	41	2,6	48,4
14:45	445	41	2,4	46,2
15:00	415	41	2,2	46
15:15	346	41	1,8	44,1
15:30	286	41	1,5	41,9
15:45	249	40	1,2	39,7
16:00	200	40	0,9	37,5
16:15	144	39	0,6	36,3

16:30	49	37	0,3	33,7
16:45	47	37	0,3	33,1

La tabla 5 corresponde a los datos obtenidos a una inclinación de 10° con orientación Sur.

Tabla A I. 5. Datos obtenidos ensayos de orientación e inclinación. Orientación Sur, 10°.

Orientación Sur ; Inclinación $\beta = 10^\circ$				
Hora	Radiación	Uoc	Isc	Tsup
9:15	612	41	2,9	40,4
9:30	661	41	3,2	50,8
9:45	704	40	3,4	54,1
10:00	742	40	3,6	57,2
10:15	785	40	3,8	59,6
10:30	821	39	4	60,5
10:45	844	39	4,1	62,7
11:00	868	39	4,2	61,7
11:15	893	39	4,4	63,4
11:30	896	39	4,4	63,1
11:45	908	39	4,4	65,3
12:00	907	39	4,5	64,1
12:15	911	39	4,5	63,9
12:30	906	39	4,4	64,5
12:45	889	39	4,4	63,4
13:00	875	39	4,3	63,2
13:15	850	39	4,1	62,8
13:45	795	39	3,8	60
14:00	751	40	3,6	59,2
14:15	715	40	3,4	57,4
14:30	673	40	3,1	55,6
14:45	616	40	2,8	52,1
15:00	549	40	2,5	50,5
15:15	484	40	2,2	48,6
15:30	408	40	1,8	45,5
15:45	357	40	1,6	43,1
16:00	316	40	1,3	41,1
16:15	235	40	0,9	36,9
16:30	162	38	0,5	33,3
16:45	48	36	0,3	29,2
16:55	21	34	0,1	27,6

La tabla 6 corresponde a los datos adquiridos para una inclinación de 20° con orientación Sur.

Tabla A I. 6. Datos obtenidos ensayos de orientación e inclinación. Orientación Sur, 20°.

Orientación Sur ; Inclinación $\beta = 20^\circ$				
Hora	Radiación	Uoc	Isc	Tsup
9:30	750	41	3,5	53,1
9:45	779	40	3,8	56,5
10:00	827	40	4	57,1
10:15	852	40	4,2	56,7
10:30	878	40	4,3	61,1
10:45	908	40	4,5	63,2
11:00	911	40	4,7	64,3
11:15	960	39	4,7	64,9
11:30	969	39	4,8	65,8
11:45	965	39	4,8	63,8
12:00	981	39	4,9	66,7
12:15	971	39	4,8	66,2
12:30	962	39	4,7	67
12:45	943	39	4,6	66,5
13:00	941	39	4,6	65,6
13:15	894	39	4,4	64,4
13:45	845	39	4	61,9
14:00	819	40	3,8	61,4
14:15	755	40	3,6	58,8
14:30	702	40	3,3	57,3
14:45	648	40	3	55,7
15:00	607	40	2,9	53,6
15:15	520	40	2,4	50,6
15:30	461	40	2	47,3
15:45	378	40	1,6	43,5
16:00	319	40	1,3	40,1
16:15	245	40	0,9	37,6
16:30	116	39	0,6	32,3
16:45	56	38	0,4	30,3

La tabla 7 corresponde a los datos adquiridos para una inclinación de 30° con orientación Sur.

Tabla A I. 7. Datos obtenidos ensayos de orientación e inclinación. Orientación Sur, 30°.

Orientación Sur ; Inclinación $\beta = 30^\circ$				
Hora	Radiación	Uoc	Isc	Tsup
9:30	835	40	4,4	47,1
9:45	903	41	4,8	49,2
10:00	940	42	4,9	48,7
10:15	1025	43	5,1	50,3
10:45	1051	41	5,4	56,8

11:00	1134	44	5,6	54,3
11:15	1161	43	5,7	48,8
11:30	1116	42	5,7	50,1
11:45	1074	42	5,5	56,7
12:00	1034	41	5,3	61,5
12:15	1089	41	5,5	57,9
12:30	1068	42	5,6	57,7
12:45	1063	43	5,5	47,7
13:00	1028	42	5,2	53,2
13:15	893	42	4,9	50,8
13:30	890	41	4,7	55,6
13:45	886	41	4,6	58
14:00	781	41	4,2	56,6
14:15	731	41	3,9	53,7
14:30	677	41	3,6	53,4
14:45	606	41	3,3	52,4
15:00	492	37	2,7	43,4
15:15	390	40	1,6	39,8
15:45	411	42	2,2	39,2
16:00	323	41	1,7	40,1
16:15	222	40	1,1	35,5
16:30	182	39	0,5	31,8
16:45	59	37	0,3	28,5

La tabla 8 corresponde a los datos adquiridos para una inclinación de 40° con orientación Sur.

Tabla A I. 8. Datos obtenidos ensayos de orientación e inclinación. Orientación Sur, 40°.

Orientación Sur ; Inclinación $\beta = 40^\circ$				
Hora	Radiación	Uoc	Isc	Tsup
9:30	949	42	4,4	50,8
9:45	768	40	3,4	58,3
10:00	1094	41	5,3	60,4
10:15	1139	42	5,5	49,1
10:30	1131	40	5,5	66,5
10:45	1084	39	5,3	68,2
11:00	1199	39	5,7	65,3
11:15	644	36	3,5	60,9
11:16	286	35	1,2	60,9
11:30	1109	39	5,4	68,9
11:45	1200	40	6	68,5
12:00	1126	40	5,5	68
12:15	1135	39	5,6	70,3
12:30	1205	40	5,8	60,7

12:45	795	38	3,3	58
12:46	1152	41	5,6	58
13:00	1069	42	5,3	53,8
13:15	1024	40	5	64,1
13:45	600	41	3	53,6
14:00	929	40	4,6	59,1
14:15	837	40	4,1	59,1
14:16	152	35	0,8	59,1
14:30	806	40	3,9	59
14:31	272	38	1,9	59
14:45	673	41	3,4	47,6
14:46	118	37	0,6	47,6
15:00	670	43	3,2	43,8
15:15	633	41	3	48,8
15:30	277	40	1,4	38,8
15:31	106	38	0,6	38,8
15:45	465	42	2,1	38,9
16:00	389	41	1,7	39,5
16:01	60	37	0,4	39,5
16:15	288	41	1,2	35,9
16:16	270	41	1,1	35,9
16:30	217	39	0,6	32,7
16:31	50	37	0,3	32,7
16:45	21	34	0,1	27,9

Las siguientes tablas corresponden a los ensayos de orientación realizados con una inclinación de 20° con respecto a la horizontal. La nomenclatura utilizada es la misma que en las tablas anteriores del ensayo de inclinación.

La tabla 9 corresponde a los datos adquiridos para una inclinación de 20° con orientación Norte.

Tabla A I. 9. Datos obtenidos ensayos de orientación e inclinación. Orientación Norte, 20°.

Orientación Norte ; Inclinación $\beta = 20^\circ$				
Hora	Radiación	Uoc	Isc	Tsup
9:15	166	42	1	32,1
9:30	291	41	1,4	36,2
9:45	73	37	0,4	39,8
10:00	131	39	0,7	38,3
10:15	444	43	2,1	34,3
10:30	426	42	2,1	40
10:45	431	41	2,1	42,6
11:00	447	41	2,2	44,7
11:15	461	41	2,3	46,6

11:30	471	40	2,3	46,6
11:45	479	40	2,4	48,2
12:00	483	40	2,4	48,2
12:15	481	40	2,4	48,4
12:30	484	40	2,4	48,3
12:45	476	40	2,3	48,3
13:15	458	40	2,2	46,4
13:30	438	40	2,1	46,5
13:45	425	40	2	45,6
14:00	394	40	1,8	44,6
14:15	365	40	1,7	42,6
14:30	330	40	1,5	41,4
14:45	308	40	1,4	40,4
15:00	275	40	1,2	39
15:15	250	40	1	36,8
15:30	217	39	0,9	35,7
15:45	188	39	0,7	33,4
16:00	161	39	0,6	32,2
16:15	124	38	0,4	30,4
16:30	145	38	0,5	30,8
16:45	43	36	0,2	28,4

La tabla 10 corresponde a los datos obtenidos para una inclinación de 20° con orientación Este.

Tabla A I. 10. Datos obtenidos ensayos de orientación e inclinación. Orientación Este, 20°.

Orientación Este ; Inclinación $\beta = 20^\circ$				
Hora	Radiación	Uoc	Isc	Tsup
9:00	119	38	0,6	36,3
9:15	603	42	3,2	44,7
9:30	580	41	3	48,3
9:45	646	41	3,4	50,3
10:00	775	40	3,8	48,9
10:15	276	39	1,6	49,6
10:30	718	41	3,7	52,6
10:45	730	41	3,8	54,2
11:00	675	40	3,7	54,8
11:15	199	37	1,1	47,6
11:30	776	41	4,1	53,7
11:45	864	42	4,5	48,1
12:00	360	39	2	48,1
12:15	643	41	3,5	51,4
12:30	540	42	3,4	46,3
12:45	347	39	2,2	48,5

13:00	468	41	2,6	46,9
13:15	497	40	2,7	48,6
13:45	371	41	2	39,3
14:00	354	41	1,9	40,2
14:15	303	40	1,6	40
14:30	266	40	1,4	38,9
14:45	236	40	1,2	37,7
15:00	196	39	0,8	33,3
15:15	47	37	0,3	29,4
15:30	26	36	0,2	27,9
15:45	104	38	0,3	27,6
16:00	86	38	0,3	27,4

La tabla 11 corresponde a los datos obtenidos para una inclinación de 20° con orientación Oeste.

Tabla A I. 11. Datos obtenidos ensayos de orientación e inclinación. Orientación Oeste, 20°

Orientación Oeste ; Inclinación $\beta = 20^\circ$				
Hora	Radiación	Uoc	Isc	Tsup
9:45	90	40	0,5	28,5
10:00	86	39	0,5	28,6
10:20	410	44	2,2	31,9
10:30	600	44	3,2	31,9
10:45	181	41	1	31,3
11:00	634	43	3,7	34,8
11:15	530	43	3,4	40,1
11:30	348	41	1,8	35,5
11:45	359	41	1,9	38,6
12:00	450	42	2,4	39,3
12:15	1024	42	5,1	51,8
12:30	166	39	0,9	38,8
12:45	422	41	2,2	42,3
13:00	928	43	5,2	39,5
13:15	424	41	2,4	44,1
13:45	956	42	4,8	52,9
14:00	121	40	0,7	32,1
14:15	495	43	2,4	36,1
14:30	297	41	1,5	36,4
14:45	173	40	0,9	34,6
15:00	461	42	2,4	40,3
15:15	347	41	1,8	38,5
15:30	241	41	1,3	35,8
15:45	260	41	1,3	36,1
16:00	319	41	1,5	36,2

16:15	175	40	0,8	33,5
16:30	99	39	0,5	30,1
16:45	53	37	0,3	27,3
17:00	31	35	0,2	26,1

La tabla 12 corresponde a los datos adquiridos para una inclinación de 20° con orientación Sur.

Tabla A I. 12. Datos obtenidos ensayos de orientación e inclinación. Orientación Sur, 20°.

Orientación Sur ; Inclinación $\beta = 20^\circ$				
Hora	Radiación	Uoc	Isc	Tsup
9:30	750	41	3,5	53,1
9:45	779	40	3,8	56,5
10:00	827	40	4	57,1
10:15	852	40	4,2	56,7
10:30	878	40	4,3	61,1
10:45	908	40	4,5	63,2
11:00	911	40	4,7	64,3
11:15	960	39	4,7	64,9
11:30	969	39	4,8	65,8
11:45	965	39	4,8	63,8
12:00	981	39	4,9	66,7
12:15	971	39	4,8	66,2
12:30	962	39	4,7	67
12:45	943	39	4,6	66,5
13:00	941	39	4,6	65,6
13:15	894	39	4,4	64,4
13:45	845	39	4	61,9
14:00	819	40	3,8	61,4
14:15	755	40	3,6	58,8
14:30	702	40	3,3	57,3
14:45	648	40	3	55,7
15:00	607	40	2,9	53,6
15:15	520	40	2,4	50,6
15:30	461	40	2	47,3
15:45	378	40	1,6	43,5
16:00	319	40	1,3	40,1
16:15	245	40	0,9	37,6
16:30	116	39	0,6	32,3
16:45	56	38	0,4	30,3

En la siguiente tabla se juntan los valores obtenidos a través de PVSyst para calcular el punto de máxima potencia a un determinado valor de temperatura superficial del módulo y nivel de radiación directa. Las siglas utilizadas en la tabla se detallan a continuación.

- R: Radiación sobre el plano inclinado. (W/m^2)
- T: Temperatura superficial media de la celda. ($^{\circ}C$)
- PMP: Punto de máxima potencia obtenido a través del PVSyst. (W)

Tabla A I. 13. Puntos de máxima potencia para cada inclinación.

0 grados			10 grados			20 grados			30 grados			40 grados		
R	T	PMP	R	T	PMP	R	T	PMP	R	T	PMP	R	T	PMP
525	44,4	74,6	661	50,8	88,4	750	53,1	97,7	835	47,1	110,7	949	50,8	121
553	46,4	77,3	704	54,1	92	779	56,5	98,9	903	49,2	117,2	768	58,3	97,2
596	46,1	82,6	742	57,2	94,8	827	57,1	104,1	940	48,7	121,3	1094	60,4	128,6
619	47,7	84,6	785	59,6	98	852	56,7	106,8	1025	50,3	129,6	1139	49,1	141,7
636	49,4	86,2	821	60,5	101,2	878	61,1	107,1	1051	56,8	127	1131	66,5	126
650	50,8	87,1	844	62,7	102,4	908	63,2	108,9	1134	54,3	137,1	1084	68,2	121,4
695	52	91,9	868	61,7	105,5	911	64,3	108,5	1161	48,8	143,8	1199	60,9	136,7
741	52,4	97,2	893	63,4	107,4	960	64,9	112,6	1116	50,1	138,7	1109	68,9	122,6
713	53,4	93,5	896	63,1	107,7	969	65,8	112,7	1074	56,7	129,2	1200	68,5	129,7
725	51,3	95,8	908	65,3	107,6	965	63,8	113,7	1034	61,5	121,6	1126	68	124,8
720	54,1	93,8	907	64,1	108,1	981	66,7	113,1	1089	57,9	129,8	1135	70,3	123,8
722	54,2	94,1	911	63,9	108,5	971	66,2	112,9	1068	57,7	127,8	1205	60,7	137,2
710	55,1	92,3	906	64,5	107,4	962	67	111,4	1063	47,7	135	1152	58	135,4
697	53,7	91,2	889	63,4	107	943	66,5	109,6	1028	53,2	127,7	1069	53,8	131
680	54,1	89,2	875	63,2	105,6	941	65,6	110,1	893	50,8	114,9	1024	64,1	119,2
602	51,8	81	795	60	99	845	61,9	103,1	886	58	109,8	929	59,1	113,6
565	50,6	77	751	59,2	94,8	819	61,4	101	781	56,6	99,1	837	59,1	104,1
533	49,8	73,5	715	57,4	91,8	755	58,8	95,2	731	53,7	95,1	806	59	100,8
481	48,4	67,8	673	55,6	87,5	702	57,3	90,4	677	53,4	89,3	673	47,6	91,1
445	46,2	63,9	616	52,1	82,7	648	55,7	84,7	606	52,4	81,5	670	43,8	92,5
415	46	60	549	50,5	75,4	607	53,6	80,8	492	43,4	70,7	633	48,8	85,9
286	41,9	43,4	408	45,5	59,1	461	47,3	65,6	411	39,2	61,3	465	38,9	68,5
249	39,7	38,3	357	43,1	53,1	378	43,5	55,7	323	40,1	49	389	39,5	58,1
200	37,5	31,1	316	41,1	47,8	319	40,1	48,5	222	35,5	34,8	288	35,9	44,8
144	36,3	22,3	235	36,9	36,6	245	37,6	38	182	31,8	28,9	217	32,7	34,4

En la siguiente tabla se representan los porcentajes de diferencia de los datos del punto de máxima potencia con respecto la inclinación óptima de 40° para ese día experimentado. En la última fila se representa los promedios de cada porcentaje. Como se podrá observar se dan casos en los que el porcentaje es negativa, siendo así para aquellos donde se tiene una ganancia de potencia en esa inclinación con respecto al óptimo experimentado.

Tabla A I. 14. Relación de los puntos de máxima potencia con la inclinación óptima (40°).

% 0 grados	% 10 grados	% 20 grados	% 30 grados
38,3471074	26,9421488	19,2561983	8,51239669
20,473251	5,34979424	-1,74897119	-20,5761317

35,7698289	26,2830482	19,0513219	5,67651633
40,2964008	30,8398024	24,6294989	8,53916725
31,5873016	19,6825397	15	-0,79365079
28,2537068	15,6507414	10,2965404	-12,9324547
32,7724945	22,8237015	20,6291149	-5,19385516
20,7177814	12,3980424	8,15660685	-13,132137
27,9105628	16,9622205	13,1071704	0,38550501
23,2371795	13,7820513	8,89423077	2,56410256
24,2326333	12,6817447	8,64297254	-4,84652666
31,4139942	20,9183673	17,7113703	6,85131195
31,83161	20,6794682	17,7252585	0,29542097
30,3816794	18,3206107	16,3358779	2,51908397
25,1677852	11,409396	7,63422819	3,60738255
28,6971831	12,8521127	9,24295775	3,34507042
26,0326609	8,93371758	2,97790586	4,80307397
27,0833333	8,92857143	5,55555556	5,6547619
25,5762898	3,95170143	0,76838639	1,97585071
30,9189189	10,5945946	8,43243243	11,8918919
30,1513388	12,2235157	5,9371362	17,6949942
36,6423358	13,7226277	4,23357664	10,5109489
34,0791738	8,60585198	4,13080895	15,6626506
30,5803571	-6,69642857	-8,25892857	22,3214286
35,1744186	-6,39534884	-10,4651163	15,9883721
29,89317308	13,65778372	9,115045341	3,653006981

Anexo II. Uso básico del software PVSyst.

En este anexo se explicará el uso básico de las principales funciones del software de diseño fotovoltaico PVSyst. Principalmente se explicarán esas funciones utilizadas para el desarrollo de los proyectos virtuales realizados con esa herramienta para las ciudades de Moa y Madrid.

PVSyst es un programa de diseño fotovoltaico que muestra el posible funcionamiento de multitud de sistemas fotovoltaicos bajo unas condiciones solares y de sistema características. En el menú principal de PVSyst se encuentran los 4 principales módulos del sistema: Pre-dimensionado, Diseño del proyecto, Bases de datos y Herramientas.

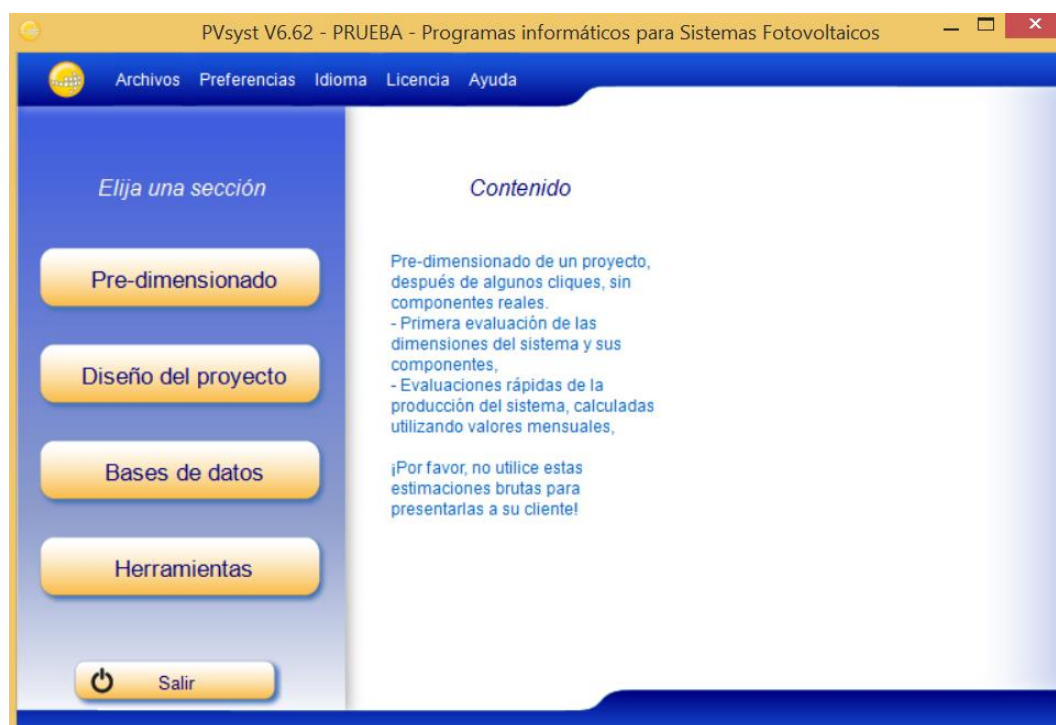


Figura A II. 1. Menú principal del software PVSyst.

En el apartado de herramientas se pueden modificar los valores de los diferentes elementos del sistema o de las bases de datos, así como modificación de los factores y cálculos que usa el sistema.

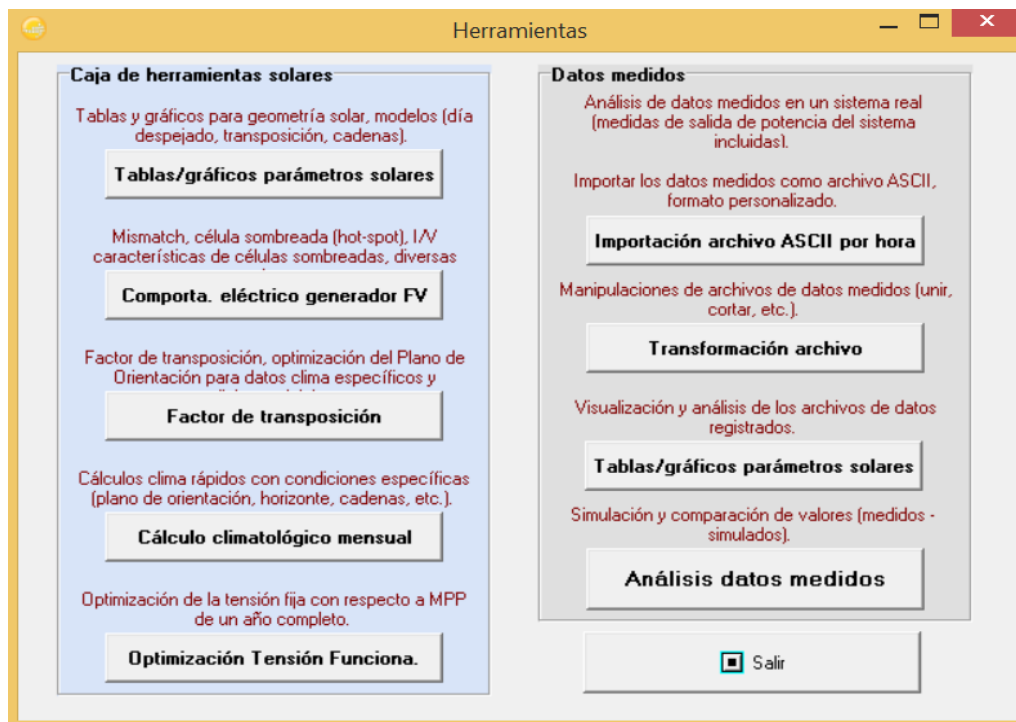


Figura A II. 2. Menú de la sección herramientas. Software PVSyst.

En la sección de bases de datos se puede acceder a la información de las bases de datos de los diferentes climas del sistema, así como la importación de otros nuevos, y ver las fichas técnicas y datos de las bases de datos que contiene el programa de los diferentes componentes de un sistema como pueden ser: generadores, baterías, inversores de red, bombas...

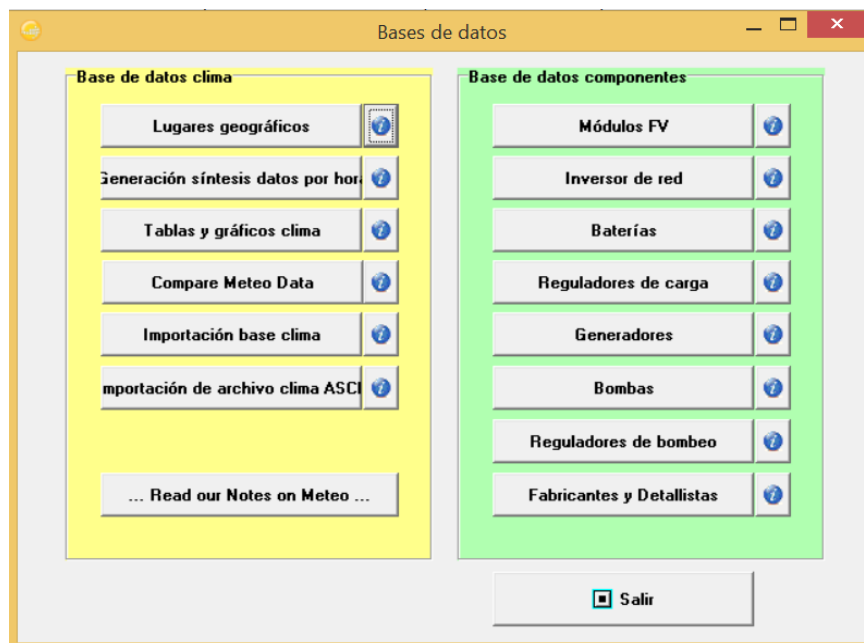


Figura A II. 3. Menú de la base de datos. Software PVSyst.

En el módulo pre-dimensionado se pueden realizar pequeños proyectos cuyos resultados no son del todo exactos por lo que desde PVSyst no se recomienda la presentación de estos datos al cliente al utilizar componentes que no son reales y realizar evaluaciones rápidas del sistema. En este módulo se permite realizar pre-dimensionados de los tres tipos de proyectos más utilizados:

- Conectado a Red: Sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica. Se caracteriza por el uso de inversores para modificar la corriente continua, de la salida del generador fotovoltaico, en alterna, utilizada en red eléctrica.
- Aislado: Sistema fotovoltaico independiente al sistema eléctrico. Nunca podrá verter a la red puesto que no hay circuito que se conecte. Se caracteriza por el uso de Batería y algunos sistemas usan además inversores para utilizar los electrodomésticos comunes.
- Bombeo: Sistema fotovoltaico que usa la potencia generada por el módulo fotovoltaico para hacer funcionar una bomba y mover un fluido.

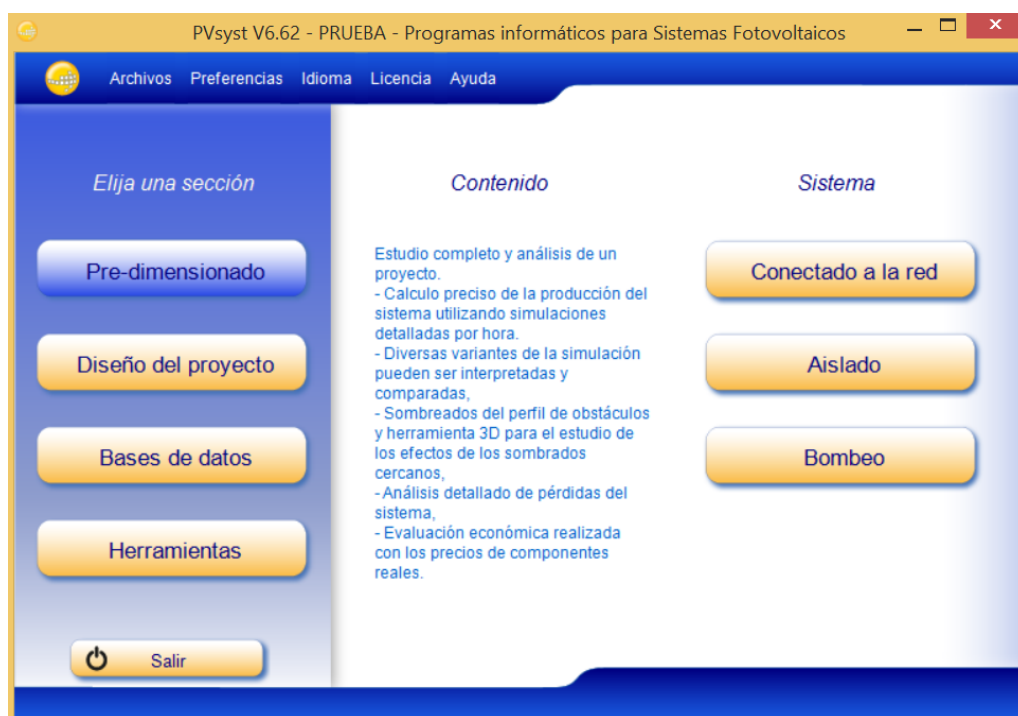


Figura A II. 4. Menú de la sección Pre-dimensionado. Software PVSyst.

En los tres pre-dimensionados encontramos 4 niveles, siendo los tres primeros la toma de datos y el último los resultados. En el primer nivel encontramos la elección del lugar donde se ubicará el sistema y el “meteo” que se define como la base de datos meteorológicos del lugar de estudio. En el siguiente nivel se define el perfil de obstáculos que puede producir sombra a nuestro sistema. Y en el penúltimo nivel solamente se determinan el ángulo de inclinación y orientación, así como el área, la potencia nominal y el rendimiento de nuestro sistema. Únicamente en el método de pre-dimensionado aislado existe un quinto nivel en el que se añaden las necesidades de los aparatos eléctricos conectados al sistema.

Pero la sección más importante es la de diseño de proyecto, aquí como en la de pre-dimensionado se podrá elegir entre los tres tipos de proyectos más comunes y en la versión V6.62 se añade un cuarto proyecto denominado “Red CC” en el que se puede definir un sistema de corriente continua.

En el diseño de un sistema conectado a red lo primero que se indica es la base de datos y ubicación en el que se encontrará el sistema. Se pueden definir de dos formas, la primera utilizando una base de datos que tenga cargada el software o generando una nueva base de datos climatológicos.

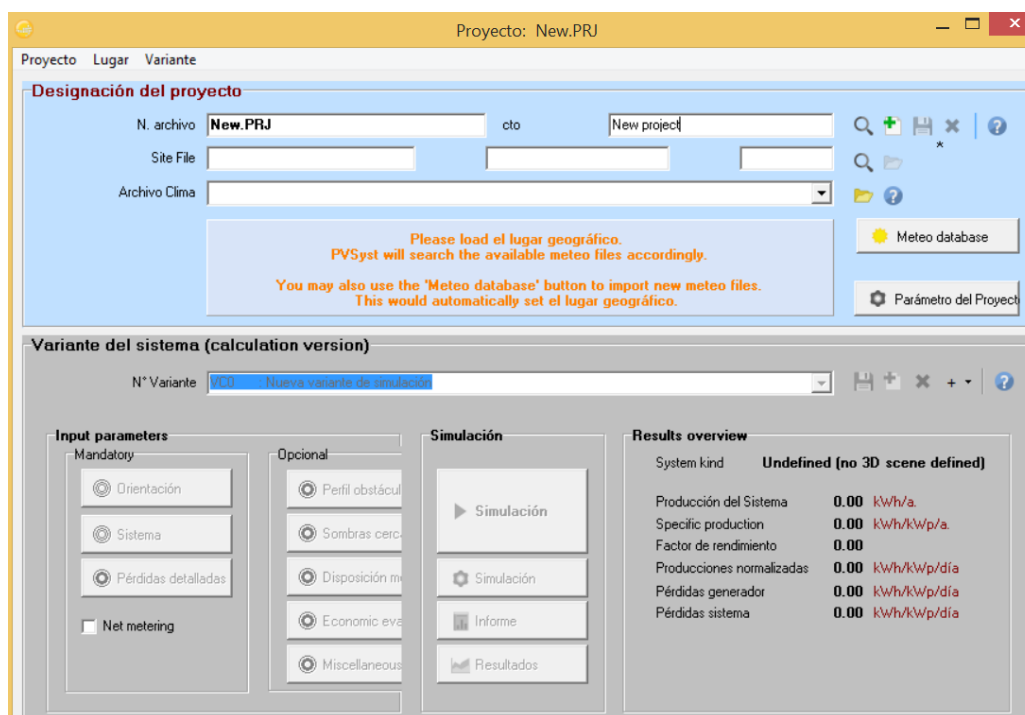


Figura A II. 5. Pantalla de nuevo proyecto. Software PVSyst.

Si se tiene una base de datos calculada, simplemente se debe abrir aquella base de datos requerida clicando en el icono de abrir carpeta, situado al lado del símbolo azul de pregunta. Una vez seleccionada la base de datos, se puede tener información de las características de la base de datos como puede ser el espacio temporal de estudio, unidades de irradiación, parámetros utilizados...

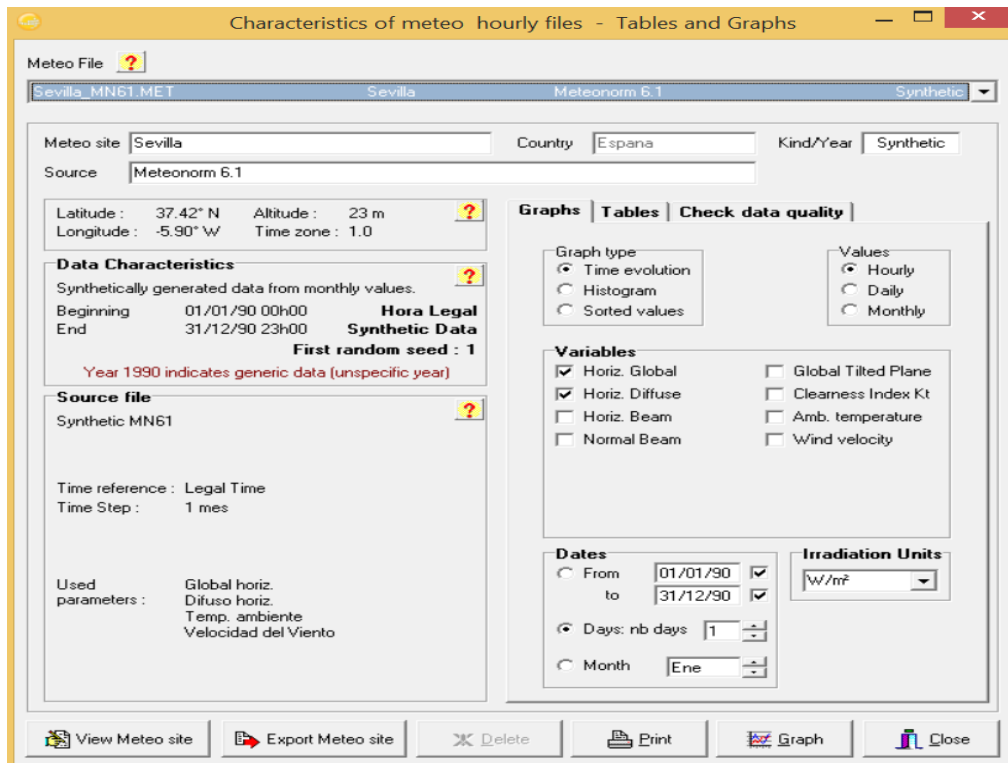


Figura A II. 6. Pantalla de características del cálculo de una base de datos de clima. Software PVSyst.

Ahora si por el contrario se necesita de la creación de una nueva base de datos se debe seleccionar el icono de “meteo database”, donde se seleccionará el lugar geográfico requerido y se generará los datos por hora para un mejor cálculo del sistema. En este punto se puede seleccionar una importación de otro tipo de base de datos ya que este programa por defecto utiliza las bases de datos de MeteoNorm 7.1.

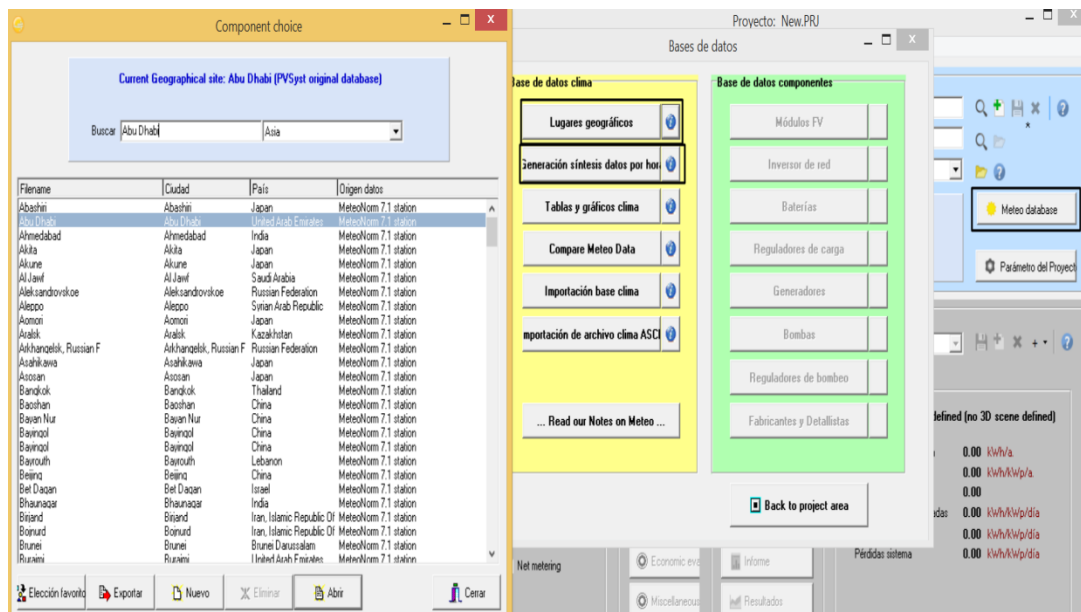


Figura A II. 7. Elección de un lugar geográfico para obtener su base de clima. Software PVSyst.

Después de cargar la base de datos del clima, se definen los parámetros del sistema, empezando por definir su inclinación y orientación, así como definición de la optimización, seguido de la determinación del sistema donde se eligen los elementos como generadores e inversores en este caso.

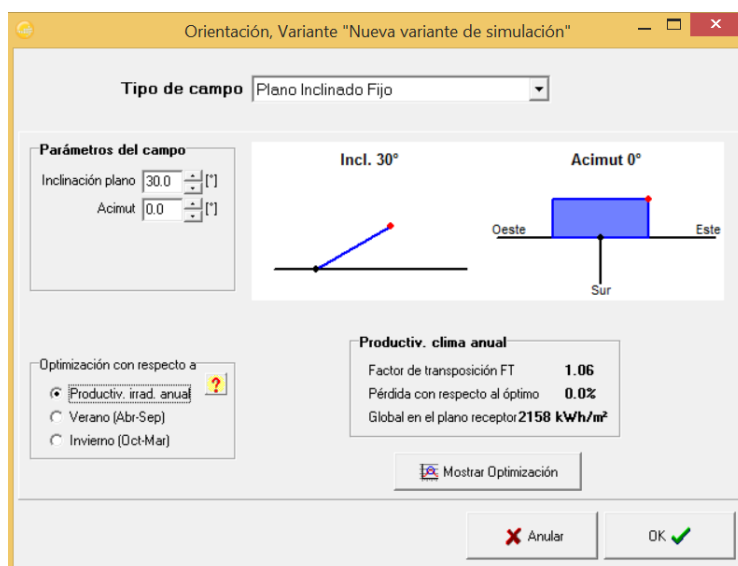


Figura A II. 8. Pantalla de elección para la inclinación, la orientación y la optimización del sistema. Software PVSyst.

Para los otros casos, en la parte de sistema se deberá elegir entre los elementos característicos de cada sistema como las baterías, bombas, reguladores de carga... En cada sistema se puede jugar con la elección de los diferentes elementos, para ver si es correcta la elección se debe tener en cuenta el panel de información situado en el nivel inferior que da información del sistema, errores o funcionalidades.

Figura A II. 9. Menú de selección de los diversos elementos del sistema fotovoltaico conectado a red. Software PVSyst.

Se puede observar que una vez se va avanzando en el proyecto se va marcando de color verde los módulos cuyos datos están correctos.

Por último y de manera opcional se puede determinar los perfiles de sombra que se pueden producir en nuestro sistema o directamente, se puede diseñar nuestro entorno para hacer el sistema más apropiado teniendo en cuenta el sombreado. Para ello se deben pulsar los módulos situados en la columna derecha de la zona "input parameters". Una vez rellenados todos los campos y teniendo el sistema listo para la simulación, se puede clicar en las divisiones del apartado simulación para simular el sistema y obtener los resultados. Que dotará al sistema de un informe completo y múltiples gráficos que se pueden encontrar en el apartado de resultados.

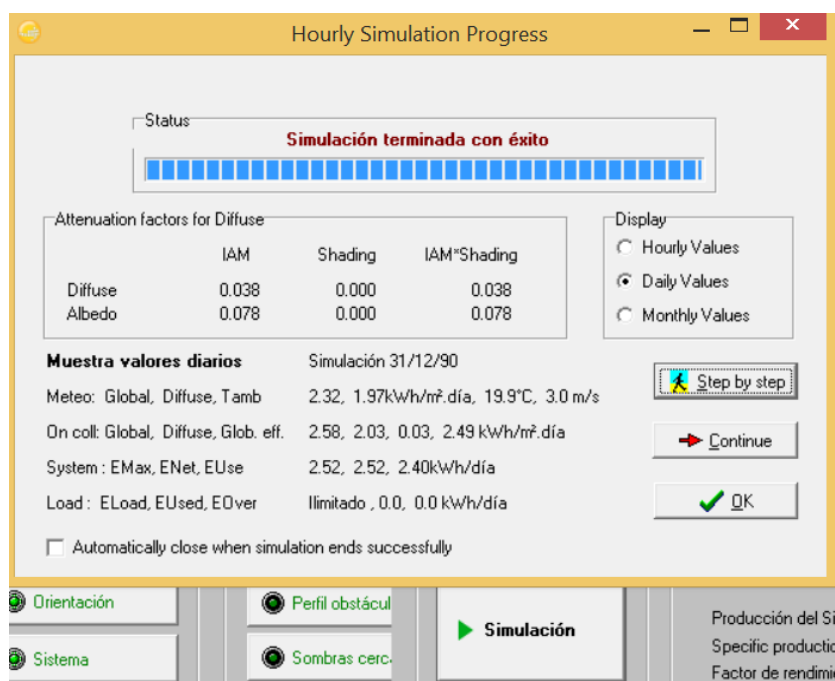


Figura A II. 10. Pantalla de simulación del proyecto. Software PVSyst.

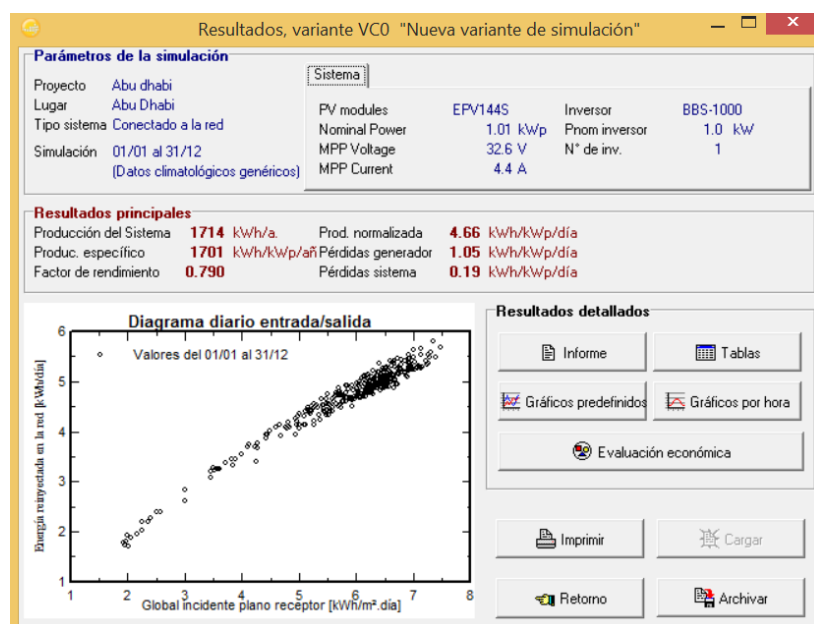


Figura A II. 11. Menú selección de los resultados que se quieren. Software PVSyst.

Anexo III. Resultados obtenidos mediante software PVsyst.

En este anexo se adjuntan los informes detallados de los dos proyectos diseñados, Cuba y España, a través del software de evaluación y diseño PVsyst.

PVSYST V6.62		12/06/17		Página 1/3	
<p align="center">Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</p>					
Proyecto : moa project definitivo					
Lugar geográfico		Moa		País Cuba	
Ubicación		Latitud	20.67° N	Longitud	-74.95° W
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT-5	Altitud	44 m
		Albedo	0.20		
Datos climatológicos:		Moa Meteonorm 7.1 (2000-2009), Sat=100% - Síntesis			
Variante de simulación : Moa proyecto final					
		Fecha de simulación	12/06/17 16h16		
Parámetros de la simulación					
Orientación Plano Receptor		Inclinación	30°	Acimut	0°
Modelos empleados		Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas		Sin sombreado			
Características generador FV					
Módulo FV		a-Si:H tripple	Modelo	EPV144S	
Original PVsyst database		Fabricante	RESIGUM		
Número de módulos FV		En serie	7 módulos	En paralelo	1 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	7	Pnom unitaria	144 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	1008 Wp	En cond. funciona.	889 Wp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	198 V	I mpp	4.5 A
Superficie total		Superficie módulos	14.1 m²	Superf. célula	0.1 m²
Inversor		Modelo	BBS-1000		
Original PVsyst database		Fabricante	Beyond Building Energy		
Características		Tensión Funciona.	90-400 V	Pnom unitaria	1.00 kWac
Banco de inversores		N° de inversores	1 unidades	Potencia total	1.0 kWac
Factores de pérdida Generador FV					
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	773 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas	2.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas	0.8 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)					

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto :

moa project definitivo

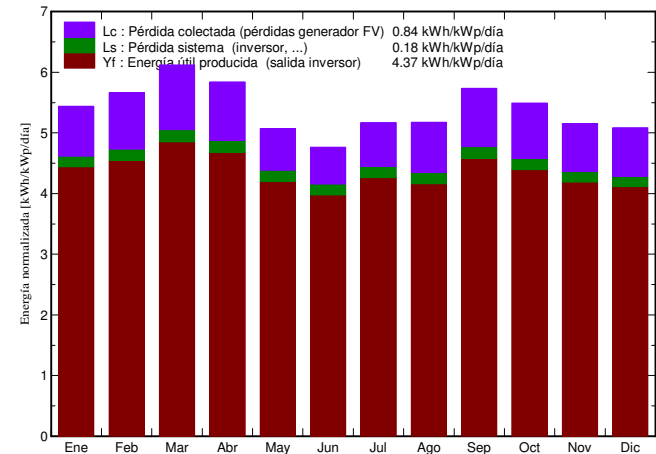
Variante de simulación :

Moa proyecto final

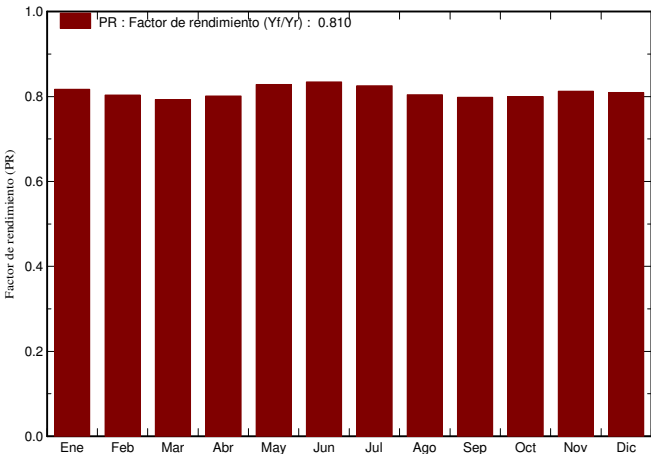
Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV		inclinación	30°	acimut 0°
Módulos FV		Modelo	EPV144S	Pnom 144 Wp
Generador FV		N° de módulos	7	Pnom total 1008 Wp
Inversor		Modelo	BBS-1000	Pnom 1000 W ac
Necesidades de los usuarios		Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía producida	1606 kWh/año	Produc. específico 1594 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	80.99 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1008 Wp



Factor de rendimiento (PR)



Moa proyecto final

Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	
Enero	130.2	54.20	24.20	168.6	164.5	144.3	138.9	0.817
Febrero	134.3	55.30	24.50	158.5	154.6	133.5	128.3	0.803
Marzo	177.1	68.00	25.10	189.7	184.6	157.9	151.7	0.793
Abril	182.8	71.30	25.50	175.2	169.5	147.6	141.5	0.801
Mayo	179.2	87.20	26.60	157.2	151.1	137.0	131.2	0.828
Junio	168.5	87.00	27.20	142.9	137.1	125.7	120.2	0.835
Julio	185.9	93.90	28.20	160.2	154.1	139.1	133.3	0.825
Agosto	172.7	78.40	28.30	160.4	154.9	135.9	130.0	0.804
Septiembre	168.5	72.70	27.40	172.1	167.0	144.4	138.6	0.799
Octubre	148.6	65.80	27.10	170.4	165.9	143.1	137.3	0.800
Noviembre	123.8	53.90	25.50	154.7	150.8	131.9	126.7	0.813
Diciembre	118.1	46.60	25.10	157.6	153.9	133.9	128.6	0.810
Año	1889.7	834.30	26.24	1967.6	1907.9	1674.2	1606.4	0.810

Leyendas:

GlobHor

Irradiación global horizontal

DiffHor

Irradiación difusa horizontal

T Amb

Temperatura Ambiente

GlobInc

Global incidente plano receptor

GlobEff

Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray

Energía efectiva en la salida del generador

E_Grid

Energía reinyectada en la red

PR

Factor de rendimiento

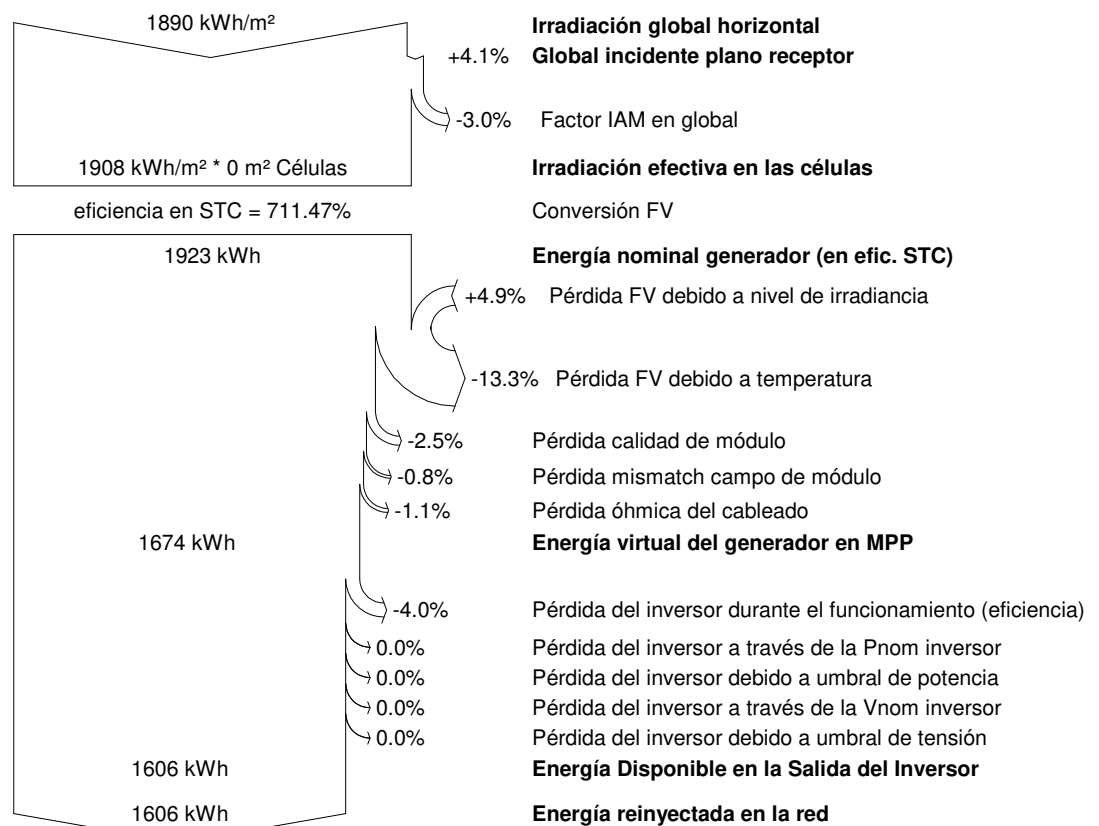
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : moa project definitivo

Variante de simulación : Moa proyecto final

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	EPV144S	Pnom	144 Wp
Generador FV	N° de módulos	7	Pnom total	1008 Wp
Inversor	Modelo	BBS-1000	Pnom	1000 W ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



PVSYST V6.62		12/06/17		Página 1/3	
<p align="center">Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</p>					
Proyecto : Madrid Proyecto final					
Lugar geográfico		Madrid		País	España
Ubicación		Latitud	40.45° N	Longitud	-3.55° W
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	585 m
		Albedo	0.20		
Datos climatológicos:		Madrid	MeteoNorm 7.1 station - Síntesis		
Variante de simulación : Nueva variante de simulación					
		Fecha de simulación	12/06/17 18h00		
Parámetros de la simulación					
Orientación Plano Receptor		Inclinación	30°	Acimut	0°
Modelos empleados		Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas		Sin sombreado			
Características generador FV					
Módulo FV		a-Si:H tripple	Modelo	EPV144S	
Original PVsyst database		Fabricante	RESIGUM		
Número de módulos FV		En serie	7 módulos	En paralelo	1 cadenas
Nº total de módulos FV		Nº módulos	7	Pnom unitaria	144 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	1008 Wp	En cond. funciona.	889 Wp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	198 V	I mpp	4.5 A
Superficie total		Superficie módulos	14.1 m²	Superf. célula	0.1 m²
Inversor					
Original PVsyst database		Modelo	BBS-1000		
Características		Fabricante	Beyond Building Energy		
		Tensión Funciona.	90-400 V	Pnom unitaria	1.00 kWac
Banco de inversores		Nº de inversores	1 unidades	Potencia total	1.0 kWac
Factores de pérdida Generador FV					
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	773 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas	2.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas	0.8 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)					

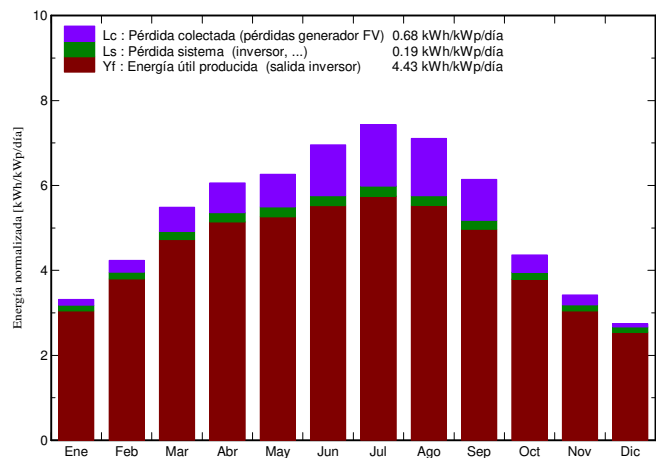
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Madrid Proyecto final
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

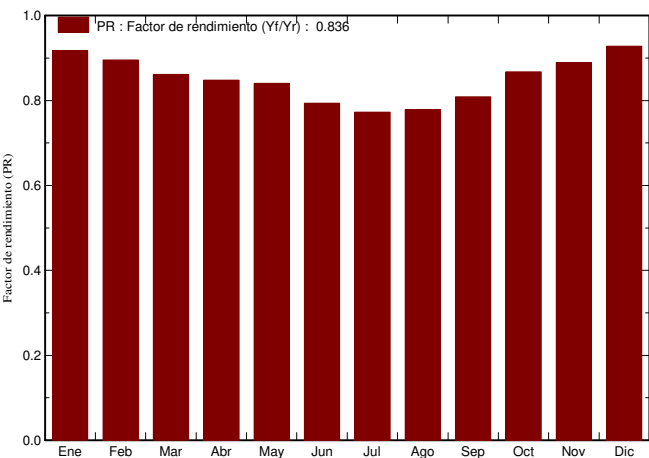
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	EPV144S	Pnom	144 Wp
Generador FV	N° de módulos	7	Pnom total	1008 Wp
Inversor	Modelo	BBS-1000	Pnom	1000 W ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación				
Producción del Sistema	Energía producida	1630 kWh/año	Produc. específico	1617 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	83.58 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1008 Wp



Factor de rendimiento (PR)



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	
Enero	62.0	24.10	5.19	102.9	100.0	99.5	95.1	0.918
Febrero	82.2	32.30	6.71	118.7	115.6	111.7	107.2	0.896
Marzo	133.8	47.30	10.31	170.0	165.5	153.9	147.7	0.862
Abril	166.7	62.20	12.18	181.8	176.5	162.1	155.4	0.848
Mayo	196.2	85.70	16.99	194.2	188.0	171.7	164.5	0.840
Junio	219.7	70.80	22.87	208.6	202.1	174.3	167.0	0.794
Julio	237.4	62.40	25.69	230.5	223.4	187.0	179.5	0.773
Agosto	207.3	59.30	24.93	220.3	214.1	180.0	173.0	0.779
Septiembre	152.6	46.70	19.98	184.3	179.5	156.6	150.3	0.809
Octubre	102.3	44.70	14.77	135.4	131.7	123.6	118.4	0.868
Noviembre	68.6	32.20	8.53	102.7	99.9	96.5	92.1	0.889
Diciembre	52.5	25.90	5.49	85.2	82.7	83.5	79.7	0.928
Año	1681.3	593.60	14.52	1934.6	1879.1	1700.3	1629.9	0.836

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Factor de rendimiento

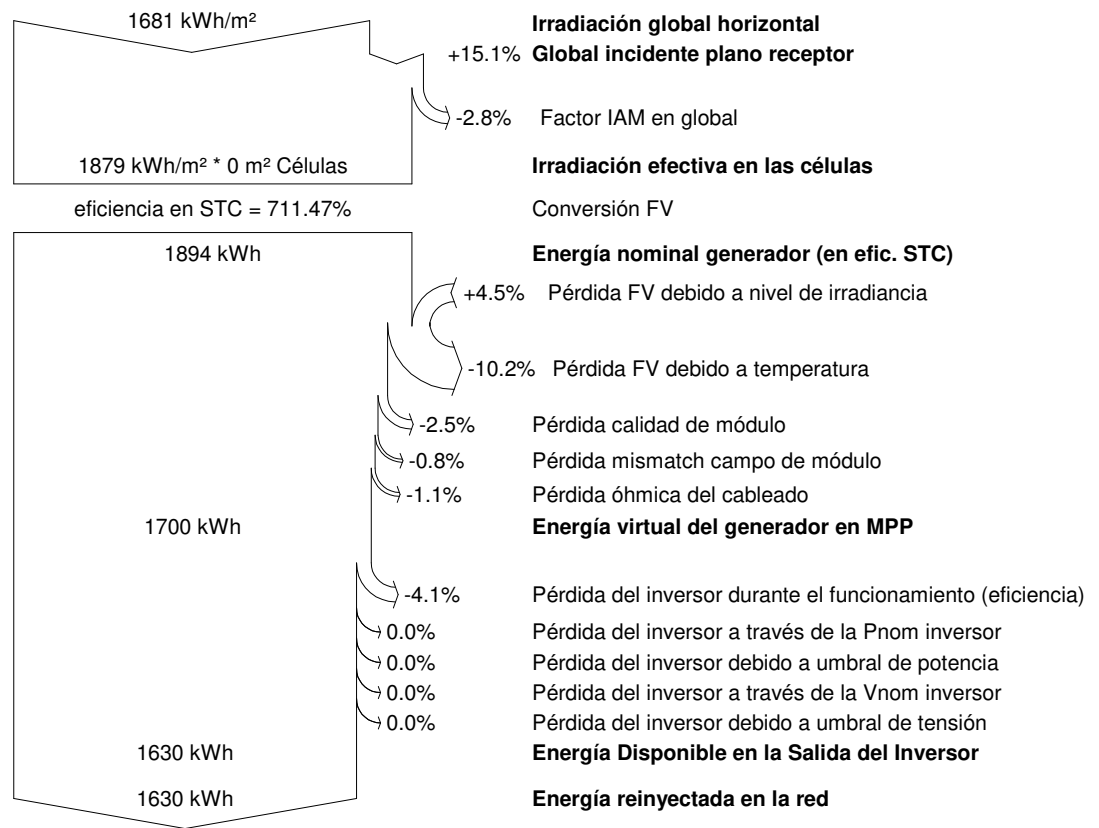
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Madrid Proyecto final

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	EPV144S	Pnom	144 Wp
Generador FV	N° de módulos	7	Pnom total	1008 Wp
Inversor	Modelo	BBS-1000	Pnom	1000 W ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Anexo IV. Artículo de Revista Científica. “Parámetros operacionales de mantas flexibles fotovoltaicas de silicio amorfo en condiciones de clima tropical”.

En este anexo se adjunta el artículo de revista científico publicado con parte de esta investigación. Fue publicado en la revista “*Ciencia & Futuro*” perteneciente al Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa.



Parámetros operacionales de mantas flexibles fotovoltaicas de silicio amorfo en condiciones de clima tropical*

Santiago Vidal Blázquez

Carrera: Ingeniería mecánica

Universidad Carlos III de Madrid (España).

Resumen: Se realizaron pruebas experimentales a un módulo de mantas flexibles fotovoltaicas de la serie EPV144S para analizar sus parámetros operacionales. Se utilizaron equipos de altas prestaciones tales como: una estación meteorológica, un termómetro infrarrojo con óptica de precisión y corto tiempo de respuesta, una cámara termo-gráfica y un comprobador de la eficiencia para módulos fotovoltaicos. Se pudo comprobar el efecto de la variación de la temperatura ambiente en la superficie del módulo fotovoltaico, los niveles de producción de energía, en correspondencia con la radiación global medida y el comportamiento de la temperatura ambiente. Se evidenciaron los cambios bruscos de producción de energía ante las variaciones de nubosidad. Mediante una regresión lineal se obtuvo la expresión que relaciona los niveles de radiación global con la potencia que genera el módulo. Las mediciones que se recogen demuestran el comportamiento de las mantas flexibles ante las condiciones del clima tropical de Cuba.

Palabras clave: energía fotovoltaica; silicio amorfo; mantas flexibles.

* Trabajo tutorado por Dr. C. Reineris Montero Laurencio.

Recibido: 1 agosto 2016 / Aceptado: 25 enero 2017.

Operational parameters of amorphous silicon photovoltaic thin film in tropical climate conditions

Abstract: Experimental tests were performed on a module of flexible photovoltaic blankets of the series EPV144S to analyze its operational parameters. High performance equipment such as: a weather station, an infrared thermometer with precision optics and short response time, a thermo graphical camera and an efficiency tester for photovoltaic modules were used. It was possible to verify the effect of the variation of the ambient temperature on the surface of the photovoltaic module, the levels of energy production in correspondence with the measured global radiation and the behavior of the ambient temperature. The abrupt changes in energy production due to variations in cloud cover are evident. By linear regression we obtained the expression that relates the levels of global radiation with the power generated by the module. The measurements that are collected demonstrate the behavior of flexible blankets in response to the conditions of Cuba's tropical climate.

Key words: photovoltaic energy; amorphous silicon; flexible blankets.

Introducción

Desde la revolución industrial, el consumo de energía mundial ha crecido de forma continuada. La principal fuente de energía ha sido la proveniente de los combustibles fósiles. En los últimos 20 años se ha comenzado a dar importancia a las energías renovables, al ser provechosas tanto para el consumo como para el medio ambiente.

Entre todas las energías renovables se destacan, en cuanto a niveles de producción: la energía hidráulica, la eólica, la fotovoltaica, la geotérmica y la biomasa. La tecnología fotovoltaica es la más reciente de las formas de producción de electricidad que se ha incorporado al mercado, ganando cuota al ritmo al que las tecnologías precedentes han ido manifestando limitaciones y dificultades. Aunque la tecnología fotovoltaica aún resulta cara, su costo va disminuyendo progresivamente y recibe subvenciones, ayudas o mejoras para hacer más accesible esta energía al ciudadano (Lorenzo, 2014).

En 2015 se dio un fuerte crecimiento en el mercado global de la fotovoltaica con un aumento de la capacidad instalada del 26,5 % con respecto al año anterior. Este crecimiento es liderado por China, Japón y EEUU, con una capacidad de 33 GW para estos tres estados, siguiéndoles ocho estados con más de 1 GW instalado (Nowak, 2016). Pero el crecimiento no es lineal en todos los países del mundo. Por un lado, el número de economías emergentes con políticas de apoyo a las renovables ha aumentado más de seis veces en solo ocho años. Por otro lado, las incertidumbres en las políticas públicas y el precio ha contribuido a disminuir su apoyo en algunos países (Fernández, 2014).

La tecnología solar fotovoltaica es una fuente de potencia eléctrica en la que las células solares transforman la energía solar en electricidad. Este movimiento es producido por la transmisión de energía que hacen los fotones de la luz a los electrones de valencia del material para romper sus enlaces. Por cada enlace roto queda un electrón libre para circular dentro del sólido y el hueco producido por la falta del electrón (Sarmiento, 2013). Los huecos se comportan como partículas con carga positiva igual a la del electrón y la corriente se crea por el movimiento en direcciones opuestas de los huecos y electrones.

Para separar los electrones y huecos e impedir que se restablezcan los enlaces se usa un campo eléctrico o diferencia de potencial, dando lugar a una corriente en el sentido del campo. Este campo se consigue con la unión de regiones del material

semiconductor con conductividades distintas. Una de ellas, de tipo N, en la que suele doparse al semiconductor base con un material con más electrones que este, creando una región con mayor concentración de cargas negativas. Mientras que para la otra capa, de tipo P, se dopa al material con un material con menos electrones de valencia, creando una región con una concentración mayor de huecos o cargas positivas. Estas dos grandes diferencias de carga crean el campo eléctrico dirigido de la región N a la región P (Sarmiento, 2013). En la Figura 1 se muestra la estructura de una celda fotovoltaica con sus diferentes capas.

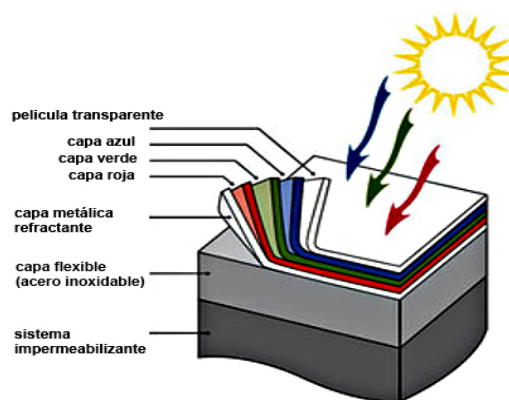


Figura 1. Visualización de la estructura de una celda fotovoltaica de silicio amorfo con sus diferentes capas.

En el mercado de la tecnología fotovoltaica, el principal material que se utiliza es el silicio, tanto por su forma amorfa como cristalina, aunque también se usan módulos de telururo de cadmio (CdTe) y seleniuro de cobre e indio (CIS o CIGS, si se le añade galio). Las mantas flexibles fotovoltaicas utilizadas en la presente investigación están fabricadas de silicio amorfo y pertenecen al grupo de módulos de lámina delgada.

Los módulos de láminas delgadas son muchos más ligeros, sustentables y resistentes que los de silicio cristalino, además de no necesitar estructura, ni agujeros para su fijación. Son también flexibles, de rápido montaje, fácil manipulación y son peatonales. (Blanco, 2016). Tienen una menor pérdida de potencial, al aumentar la temperatura, que otro tipo de panel fotovoltaico y, además, pueden absorber casi el 90 % de la energía aprovechable. El aprovechamiento del material que se hace del silicio, durante su fabricación, permite que el coste de fabricación sea más bajo. Se puede depositar a temperaturas más bajas sobre sustratos de muy diverso tipo, como plásticos y vidrios, adoptando formas muy variadas. Otra importante ventaja es que al potencial de la célula le afecta poco las sombras que se produzcan sobre el módulo (Wenhua, 2016).

Como desventajas de las mantas flexibles fotovoltaicas se encuentran: su baja eficiencia y una pronunciada degradación de la misma con el tiempo. La eficiencia puede llegar a ser la mitad, con respecto a los módulos de silicio cristalino. A causa de la degradación que induce la luz, según el efecto Staebler-Wronski, se produce una disminución importante de la eficiencia hasta que se logra un nivel estable (Sarmiento, 2013). En la Figura 2 se presenta la curva de dicha degradación de la eficiencia en el tiempo de los módulos de silicio amorfo.

Para aumentar el rendimiento y reducir el efecto de la variación inicial de la potencia se fabrican módulos de silicio amorfo de hasta tres capas o triple unión, en los que cada célula se compone de tres uniones semiconductoras montadas una sobre otra: la inferior sensible a la luz roja, la central a la verde y amarilla y la superior a la azul (Martín, 2011).

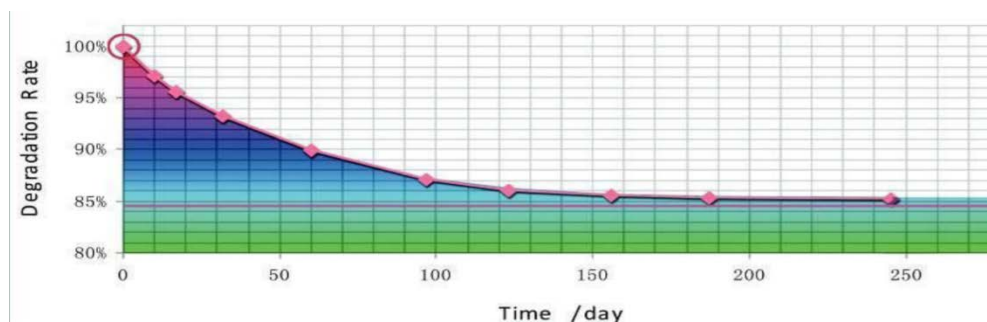


Figura 2. Curva de degradación del potencial de un módulo de silicio amorfo con respecto al tiempo (Wenhua, 2016).

La integración de la energía solar fotovoltaica en edificios o BIPV (*Building Integrated PhotoVoltaics*) presenta grandes ventajas frente a la instalación sobre el suelo, entendiéndose por ello la instalación de módulos en solares y no sobre edificios o cualquier lugar elevado.

Se ahorra terreno en la instalación, usándose el mismo tejado o fachada como soporte para los módulos, así como la posibilidad del uso de módulos especiales como materiales constructivos de tejados o fachadas. Por otra parte, se genera la electricidad en el mismo lugar que se consume, ahorrando en pérdidas adicionales de conducción y distribución de energía eléctrica. La experiencia muestra que este tipo de integración en edificios tiene muy buena aceptación social, ayudando a fomentar este tipo de energía, además de ayudar a preservar el paisaje natural, al no utilizar terrenos adicionales para su instalación, provocando un escaso impacto visual. Así, la

fotovoltaica dota al edificio de una forma limpia y elegante de producción de energía eficiente (Martín, 2011).

Pero también existen dificultades por resolver. Por un lado, la orientación e inclinación de los edificios provoca que la eficiencia de los módulos instalados no sea la idónea durante el tiempo solar al ser módulos fijos y no móviles para seguir una trayectoria. Por otro lado, hay una mayor probabilidad de sombras y la ventilación por la cara posterior no está bien resuelta, pudiendo incidir en su temperatura de trabajo, disminuyendo su rendimiento final. En lo económico, son sistemas de bajos costes de operación, reduciéndose al de mantenimiento y el seguro, pero necesitan elevadas inversiones. Otra dificultad del sector es la falta de confianza de los usuarios en esta energía por resultarles desconocida y los pasos burocráticos a seguir para conexiones a red o falta de facilidades para ser informado (Martín, 2011).

La mayoría de los módulos fabricados son de silicio cristalino, debido principalmente al buen conocimiento de la tecnología y los rendimientos alcanzados en los módulos comerciales. Con un porcentaje del 6,1 % los módulos de silicio amorfo ocupan el tercer lugar en cuanto a niveles de producción, después de los monocristalinos y policristalinos (Martín, 2011).

Los módulos cristalinos tienen una estructura bastante rígida, por lo que necesitan un lugar espacioso para su utilidad, mientras que las células de silicio amorfo dan la posibilidad de crear paneles de múltiples formas, como pueden ser curvos o con aplicaciones a rincones o lugares de difícil geometría, gracias a la versatilidad de este silicio que nos permite fabricar módulos flexibles y ligeros depositándose sobre multitud de sustratos.

Para las naves de tipo industrial resulta muy interesante el uso de módulos de silicio amorfo por su bajo peso y facilidad de montaje ya que pueden ir integrados sobre los materiales existentes sin necesidad de estructuras y, además, permiten el paso sobre ellos, al ser resistentes. Mientras que para edificios convencionales, la verdadera integración consiste en sustituir los elementos convencionales de los tejados por módulos fotovoltaicos, manteniendo su estética y su función constructiva, un ejemplo claro puede ser el de las tejas fotovoltaicas, cuyo aspecto y función es el mismo que la teja común, pero añadiendo la capacidad de producción de energía eléctrica.

Este tipo de tecnología puede instalarse de varias maneras entre las que destacan el sistema conectado a la red y el sistema aislado. Cualquiera de estas formas contribuye

a reducir la demanda de electricidad de ciertos equipos instalados en el lugar como pueden ser: ventiladores, refrigerados, luminarias, equipos radioelectrónicos, entre otros.

En este trabajo se analizan los parámetros operacionales de las mantas flexibles fotovoltaicas de silicio amorfo de la serie EPV144S en condiciones de clima tropical.

Materiales y métodos

Existen diversas variables que afectan el rendimiento de los módulos. Entre las más estudiadas se encuentra el efecto de la temperatura, la cual afecta menos a los módulos de silicio amorfo que a los cristalinos, pero su influencia debe ser estudiada, sobre todo en condiciones de clima tropical. Los ensayos a realizar con las mantas flexibles están relacionados con: la verificación de la temperatura de trabajo que alcanza el material ante diferentes niveles de radiación global, la medición de las condiciones térmicas alrededor del módulo así como de las variables climatológicas del entorno. También se miden los parámetros de corriente de cortocircuito y tensión a circuito abierto para poder comparar las condiciones de operación con las informaciones técnicas que brinda el fabricante.

Los módulos fotovoltaicos de silicio amorfo que se usaron para el ensayo son las mantas flexibles de la empresa RESIGUM de la serie EPV144S de 144 Wp. A pesar de su bajo rendimiento, alrededor de 9 %, se integran con mayor facilidad a las edificaciones (Wenhua, 2016). Este tipo de módulo pertenecen a los módulos de lámina fina, por lo que son ligeros y resistentes, así como de fácil instalación. Tienen menor pérdida al aumentar la temperatura y mejor performance espectral.

En la Figura 3 se observa la manta flexible utilizada para los ensayos. Encima de la manta se identifican huellas comprobando su resistencia para ser peatonales.



Figura 3. Manta fotovoltaica EPV144S durante su ensayo.

En la Tabla 1 se exponen las condiciones de verificación estándar obtenidas por el fabricante.

Tabla 1. Características técnicas de la manta fotovoltaica EPV144S (RESIGUM, 2014)

STC		NOCT	
Condiciones de verificación estándar		Temperatura de celda nominal	
1 000 W/m ² , AM 1.5, Temperatura celda 25°C		800 W/m ² , AM 1,5, viento 1 m/s	
Potencia nominal máxima (P _{máx})	144 Wp	Potencia nominal máxima (P _{máx})	111 Wp
Tensión con P _{máx} (V _{mp})	33 V	Tensión con P _{máx} (V _{mp})	30,8 V
Corriente con P _{máx} (I _{mp})	4,36 A	Corriente con P _{máx} (I _{mp})	3,6 A
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	5,3 A	Corriente de cortocircuito (I _{sc})	4,3 A
Tensión con circuito abierto (V _{oc})	46,2 V	Tensión con circuito abierto (V _{oc})	42 V

Para la obtención de las variables meteorológicas se utilizó una pequeña estación meteorológica *WatchDog 2900ET* con capacidad de detectar, registrar y memorizar siete variables, entre las que se encuentran: la velocidad del viento (con un rango de medición de 0 a 281 km/h y una precisión del 5 %), la dirección del viento (con un rango de medición de 360 grados y una precisión de 7°), la temperatura del aire (con un rango de medición de -20°C hasta los 70°C con una precisión de 0,6°C), la humedad relativa del aire (con un rango de medición desde el 20 % hasta el 100 % y una precisión del 3 %), la pluviosidad (hasta 6,5 cm con una precisión del 2 %) y cuenta con la capacidad de cálculo de dos variables más: el punto de rocío y la sensación térmica. La estación permite seleccionar el intervalo de medición y se pueden enviar los datos memorizados desde la estación a un ordenador. Para ello, la comunicación puede ser de forma online o física, extrayendo los datos mediante el puerto RS-232 o el puerto estéreo. Este modelo de estación (*WatchDog 2900ET*) cuenta, además, con un sensor de radiación solar con un rango de medición entre los 0 y 1 250 W/m² y una precisión del 5 % (PCE-Iberica).

Debido a la importancia de la temperatura para los módulos fotovoltaicos al provocar pérdidas en la producción de energía, se usaron dos instrumentos de medida para el estudio de la temperatura en la superficie de la manta. El primero consta de un termómetro infrarrojo con óptica de precisión, puntero láser y corto tiempo de respuesta (modelo *PCE-IR 425*) para medir la temperatura en la superficie de la manta fotovoltaica. La particularidad en este termómetro infrarrojo está en su corto tiempo de respuesta, llegando a ser menor a un segundo, sin tener que tocar el objeto a medir. Este dispositivo dispone de un rango de temperaturas desde -60°C hasta los $1\,000^{\circ}\text{C}$ y una precisión del 2 % para el infrarrojo y 1 % para la sonda tipo k. La resolución es de $0,1^{\circ}\text{C}$ hasta los 200°C medidos y a partir de ahí aumenta a 1°C su resolución. La resolución óptica es de 50:1 lo que permite una medición de temperatura precisa y sin contacto entre superficies (PCE-Iberica).

Con la cámara termo-gráfica, modelo CA 1882, se obtuvieron las imágenes térmicas de la manta flexible y se analizaron mediante un software especializado (Figura 4). Aparte de la captura térmica del objeto, también realiza una captura mixta entre la imagen real del objeto y su imagen térmica. El detector termo-gráfico que utiliza es de tipo UFPA microbolometer, de $8\,\mu\text{m}$ a $14\,\mu\text{m}$, una frecuencia de 50 Hz y una sensibilidad de $0,08^{\circ}\text{C}$ a 30°C . La cámara tiene un rango de temperaturas entre los -20°C y los 250°C , con una precisión de 2°C o 2 %.

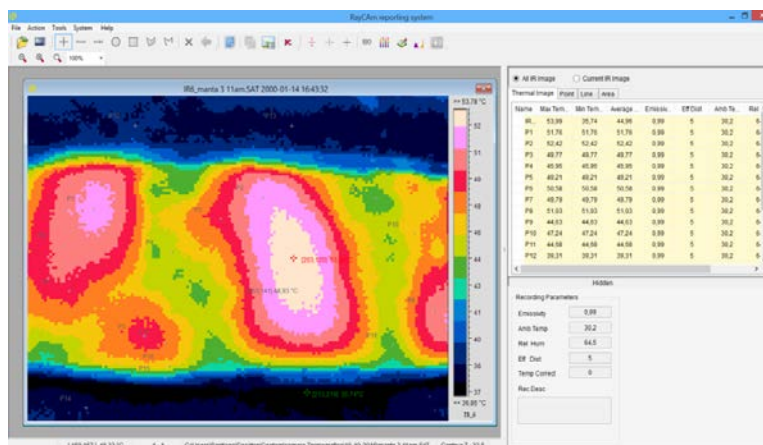


Figura 4. Software adjunto para el análisis de las imágenes.

Para la obtención de datos del comportamiento eléctrico de la manta flexible EPV144 se usó un comprobador de módulos solares *Evomex Solarmex 1000* que trabaja según la norma DIN VDE 0126-23 y permite medir la tensión de circuito abierto o sin carga y la corriente de cortocircuito. El rango de medición de la tensión de circuito abierto es de 0 a $1\,000\text{ V}$ en corriente continua, con una precisión del 1 %. La corriente de

cortocircuito se puede obtener de dos maneras: la directa ofrece un rango de medición de 0 a 20 A en corriente continua mientras que la indirecta, vía pinza, permite un rango de medición desde los 0 a los 130 A (todo en corriente continua), la precisión de esta medida es del 1 %. Este instrumento dispone de un control de polaridad de módulos y puede comprobar si todos los módulos de una cadena han sido correctamente conectados, además de realizar un control de aislamiento de las cadenas solares (PCE-Iberica).

El software PVSyst se utiliza para obtener los puntos de máxima potencia a diferentes horas. Este software contiene subprogramas para el diseño, optimización y simulación de módulos fotovoltaicos, asimismo, posee la capacidad de calcular los valores diarios de radiación solar a partir de mediciones mensuales. También tiene información sobre las trayectorias solares de la localidad, permitiendo determinar las pérdidas por efecto de sombras. Además, tiene una amplia base de datos de módulos fotovoltaicos con sus respectivas curvas características.

Como se aprecia en la Figura 5 se pueden obtener los gráficos del comportamiento del módulo para una determinada temperatura superficial de la celda y diferentes radiaciones. También se observa que el propio software ofrece el valor del punto de máxima potencia para diferentes radiaciones; estos valores se usaron para obtener el gráfico de la potencia estimada frente a la radiación.

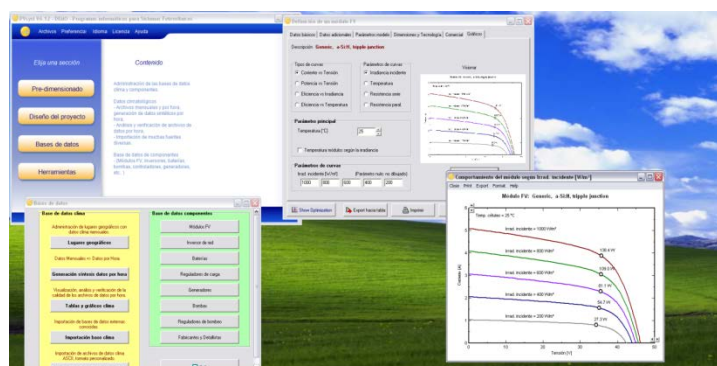


Figura 5. Imagen del software PVSyst.

Análisis de los resultados

Para observar el comportamiento de la manta flexible en diversas situaciones se realizaron dos ensayos en diferentes días y con climatologías diferentes. Los dos ensayos se realizaron en el Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, en la provincia de Holguín, Cuba.

El primer ensayo se realizó el día 18 de octubre de 2016, con un cielo despejado con cierta cantidad de nubes que fueron aumentando en el transcurso del día. Por ello, durante el ensayo se notificó en una tabla las características climatológicas del momento de la medición, ya sea el cielo despejado, algo nublado o totalmente nublado.

Durante el ensayo se produjo una corta e intensa precipitación a las 17:00 horas, la cual se registró y se puede observar en la Figura 9 que con la precipitación descende la temperatura superficial de la manta así como el nivel de la radiación global. Es importante la cantidad y densidad de las nubes durante el experimento, ya que en estos momentos aparecen variaciones apreciables de la radiación. En la mayoría de las mediciones, el cielo estaba despejado manifestándose en los altos niveles de radiación global registrados.

El lugar en que se estableció la manta flexible está rodeado de edificios, pero la única sombra que apareció durante el ensayo fue en el amanecer, retrasando la luz directa del sol desde las 7:00 hasta las 8:00 horas. El sol se puso casi a las 19:00 horas, acabando el ensayo a las 18:30 debido a la baja corriente de cortocircuito, así como el valor de la radiación próxima a cero.

En la Figura 6 se aprecia el comportamiento de la radiación global en el primer día de ensayo: la línea roja representa la radiación a cielo despejado, mientras que los azules representan las mediciones de radiación en instantes en los que se acentúa la nubosidad.

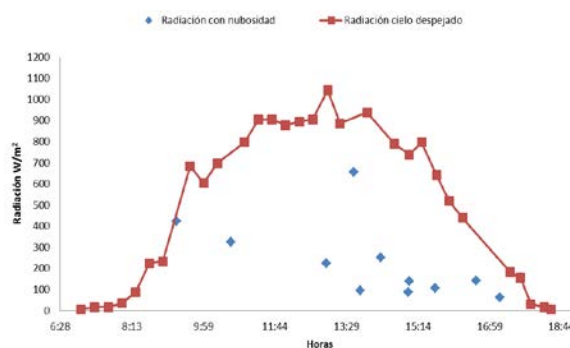


Figura 6. Gráfico de la radiación global en el día 18-10-2016.

La curva dibujada por la radiación con cielo despejado representa correctamente la posible radiación diaria para un módulo fotovoltaico en condiciones de clima tropical. Además, se puede ver cómo afecta a la radiación solar la presencia de nubes, disminuyendo a más de un 70 % su valor. Para que se tenga una idea para el día 18,

entre la 13:00 y las 13:05 horas, se manifestaron valores de radiación que superan los $1\,000\text{ W/m}^2$ con el tiempo soleado y después disminuyó rápidamente hasta los 220 W/m^2 . En este ejemplo la corriente de cortocircuito disminuyó de $4,3\text{ A}$ a $1,4\text{ A}$. En el caso de la tensión los valores de tensión de circuito abierto cambiaron de 42 V a los 38 V , tal como se puede verificar en las Figuras 8 y 9.

En la Figura 7 se muestra el gráfico de las diferentes temperaturas medidas durante el ensayo: la temperatura en la superficie del módulo solar EPV144S, la temperatura del suelo cercano a la manta fotovoltaica, la temperatura debajo de la manta fotovoltaica (cuyos datos se obtuvieron con el termómetro infrarrojo *PCE-IR 425*) y la temperatura ambiente (dato obtenido mediante la estación meteorológica WatchDog 2900ET).

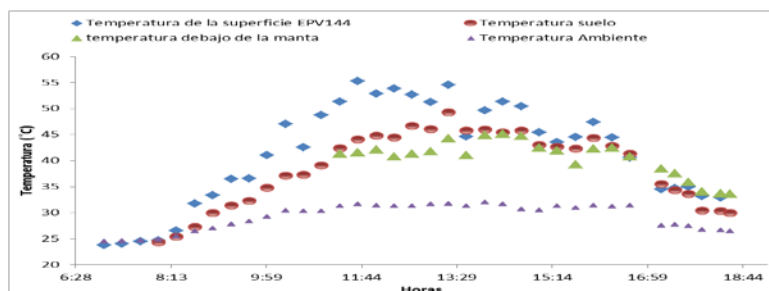


Figura 7. Gráfico de temperaturas obtenidas el día de ensayo 18-10-2016.

En la Figura 7 se muestra que el incremento de la radiación solar en las primeras horas de la mañana provoca un aumento en la temperatura superficial de la manta por la excitación del material, produciéndose el movimiento de los electrones y huecos internos. A las 17:00 horas, y en consecuencia de una fuerte e intensa lluvia, se muestra cómo disminuye la temperatura bruscamente de la superficie de la manta fotovoltaica y suelo; esto se debe principalmente por el enfriamiento que hace el agua sobre estas zonas. Pero debajo de la manta no ocurre lo mismo o no es tan brusco como se puede notar, siendo una disminución más suave y prolongada. Esto es debido a la capacidad de aislamiento térmico entre ambas superficies de la manta flexible.

El comportamiento eléctrico de la manta se observa en las Figuras 8 y 9, donde se muestran los gráficos de la intensidad de cortocircuito y la tensión de circuito abierto durante el tiempo de ensayo. Destaca que cuando más fuerte se encuentra la radiación (Figura 6), la intensidad de cortocircuito se encuentra entre los valores de $4,5\text{ A}$ y 5 A , para un valor de radiación cercano a los $1\,000\text{ W/m}^2$ (Figura 8).

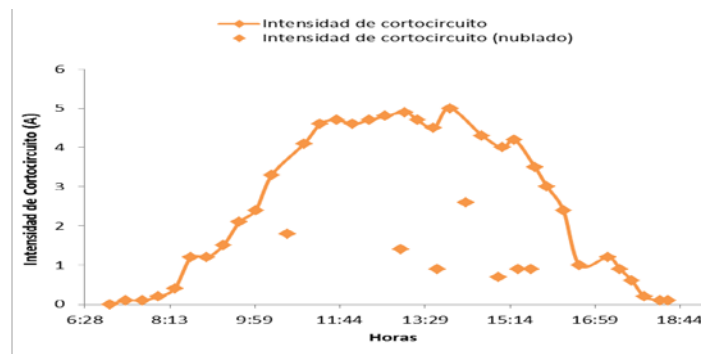


Figura 8. Gráfico de la intensidad de cortocircuito el día de ensayo 18-10-2016.

Si estos valores se relacionan con las condiciones estándar expuestas por el fabricante de la manta flexible se observa que la intensidad de cortocircuito se encuentra en 5,3 A, para una radiación de $1\,000\text{ W/m}^2$. Se puede identificar que existen pérdidas en la manta ocasionadas por la temperatura de la superficie, ya que las condiciones estándar están tomadas a una temperatura superficial de 25°C y en el ensayo la manta flexible se encuentra con valores superiores a 50°C . Mientras que el voltaje de circuito abierto siempre se mantiene entre los valores por debajo 45 V, debiendo estar en condiciones estándar en 46,5 V (Figura 9).

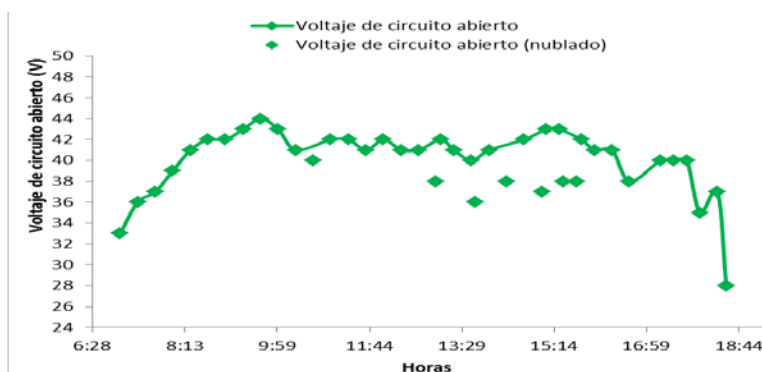


Figura 9. Gráfico del voltaje de circuito abierto el día de ensayo 18-10-2016.

Mediante el programa PVSyst se obtuvieron los datos del punto de máxima potencia para los diferentes valores de radiación y temperatura superficial del día 18-10-2016, como se indica en la Figura 10, y se relacionan con los obtenidos para una situación estándar de 25°C en la superficie, con los valores de radiación del ensayo. Así se pueden observar las diferencias de potencia que existen entre las condiciones estándares dadas por el fabricante y los datos obtenidos en el ensayo.

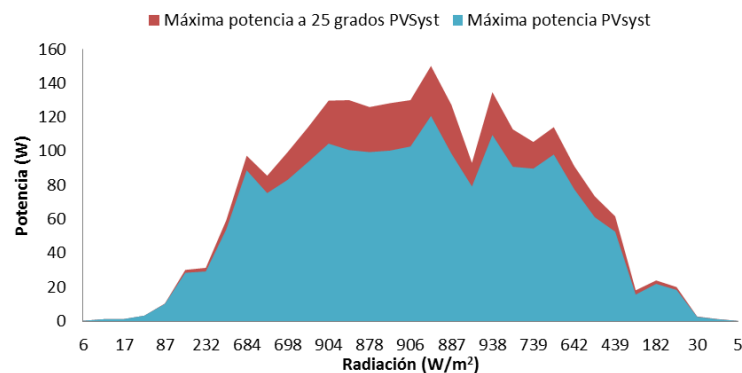


Figura 10. Gráfico de máxima potencia.

En la Figura 10 se observa que los valores de máxima potencia son diferentes para los dos casos. Esto es debido al aumento de la temperatura superficial que sufre la manta flexible durante el ensayo del día 18-10-2016. Se comprueba que las altas temperaturas en la superficie de la manta flexible provocan pérdidas en la producción de energía en, aproximadamente, un 17 %, al compararse con respecto a que sean constantes las condiciones estándar de 25°C.

Con los valores del punto de máxima potencia, correspondientes al ensayo con cielo despejado del día 18, se puede obtener un gráfico de dispersión que relaciona la potencia eléctrica que produce la manta flexible con respecto a la radiación, tal y como aparece en la Figura 11. En esta figura aparece el resultado de la regresión lineal con la correspondiente ecuación y el coeficiente de determinación R^2 .

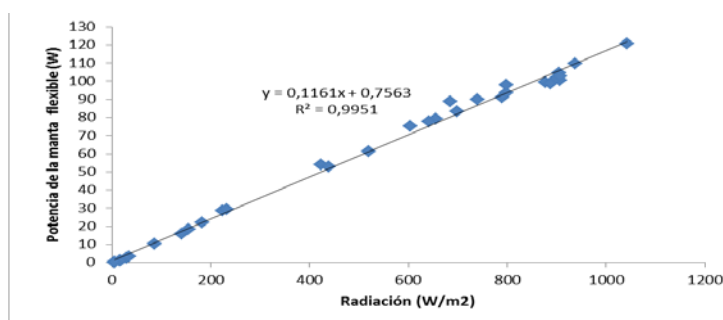


Figura 11. Puntos de máxima potencia del ensayo frente a la radiación.

Es interesante relacionar estos datos de máxima potencia obtenidos en diversos tiempos para relacionarlo con el consumo de ciertos equipos de la vida cotidiana y poder observar cómo, gracias a esta tecnología, en ciertos momentos se puede ahorrar energía. Entre los equipos de bajo consumo más comunes que se pueden encontrar en el sector residencial de Cuba son: una televisión de 90 W, un refrigerador (modo

estable) de 150 W, un ventilador de 70 W, un equipo de audio pequeño 30 W y una luminaria de 20 W (Argota, 2013).

Algunas comparaciones entre ensayos

El segundo ensayo se realizó el día 27 de octubre en el mismo lugar que el primero, con una climatología de nubosidad alta. La radiación global durante el día es bastante baja debido a la filtración que hacen las nubes de la radiación directa del sol, provocando que la mayoría de la radiación global medida sea difusa. Cabe destacar que el ensayo se hizo durante un corto plazo de tiempo, usándose los mismos instrumentos que el primer ensayo.

En la Figura 12 se observan dos curvas diferentes: la primera (roja) correspondiente al ensayo realizado el día 18 de octubre de 2016, durante el periodo de cielo despejado; mientras que la segunda curva (gris) representa el ensayo del día 27 de octubre de ese mismo año, durante el periodo de ascenso de radiación desde las 9:00 horas hasta las 12:30 horas. Se puede ver cómo la alta densidad de nubes en el cielo ocasionadas en el segundo día de ensayo provoca unos niveles de radiación global más bajos que los obtenidos el primer día de ensayo en esas mismas horas.

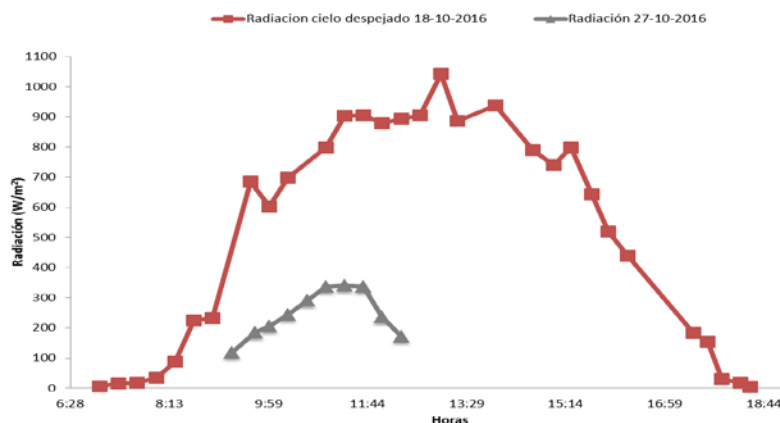


Figura 12. Gráfico de las diferencias de radiación entre los dos días de ensayo del módulo EPV144S.

En la Figura 13 se muestran dos imágenes termo-gráficas tomadas a la misma hora los diferentes días de ensayo, donde se ve la diferencia de temperatura en la superficie de la manta fotovoltaica. Estas figuras corresponden a los tiempos en los que la radiación tiene uno de los valores más altos (ensayo 1: 906 W/m², ensayo 2: 337 W/m²) y, además, ese punto coincide con uno de los puntos más altos de la temperatura superficial de la manta fotovoltaica (ensayo 1: 55,3°C, ensayo 2: 36,7°C). Debido a la

alta radiación dispuesta en el primer ensayo se tiene una temperatura superficial más alta que en el segundo, donde los valores de radiación son más bajos.

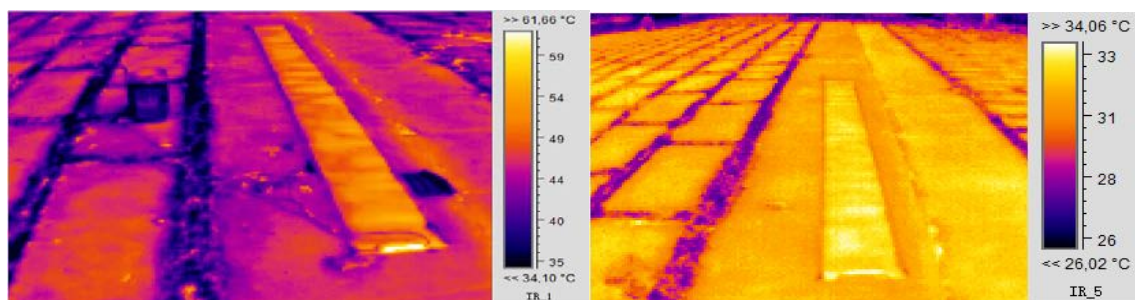


Figura 13. Imagen termo-gráfica de la manta flexible. Izquierda ensayo 18-10, derecha ensayo 27-10-2016.

Como consecuencia de grandes diferencias de temperatura entre los dos ensayos, la Figura 14 muestra un gráfico con las diversas temperaturas medidas para poder analizar las diferencias entre los días de ensayo.

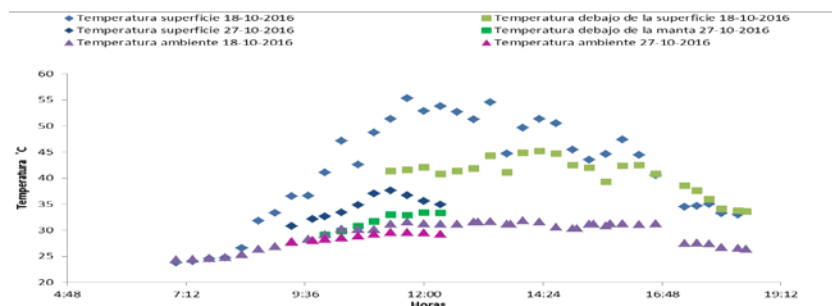


Figura 14. Gráfico de las diferentes temperaturas obtenidas los dos días de ensayo.

Mientras que la temperatura ambiente en ambos ensayos tiene valores muy parecidos, las temperaturas de la superficie y de debajo de la manta flexible son diferentes, esto es provocado por los diferentes niveles de radiación entre ensayos. En el gráfico de la Figura 14 se puede ver que con niveles altos de radiación la temperatura de la superficie de la manta es mucho más alta que con niveles más bajos de radiación global, lo que corrobora que hay una relación entre la radiación que es percibida y la temperatura de la superficie. Además, la temperatura superficial es alta con respecto la temperatura del suelo, ya que la radiación provoca en la manta flexible un movimiento de electrones y huecos que excita el material y calienta la manta.

Las Figuras 15 y 16 corresponden a los gráficos de las variables eléctricas obtenidas durante los ensayos, la intensidad de cortocircuito y el voltaje de circuito abierto. Estas dos variables representan los puntos de corte con los ejes (x e y) en los gráficos del

comportamiento de un módulo solar de la intensidad frente al voltaje. Si se le añade el punto de máxima potencia se puede dibujar, de manera relativa, el trabajo de la manta flexible para diversos puntos de voltaje o intensidad.

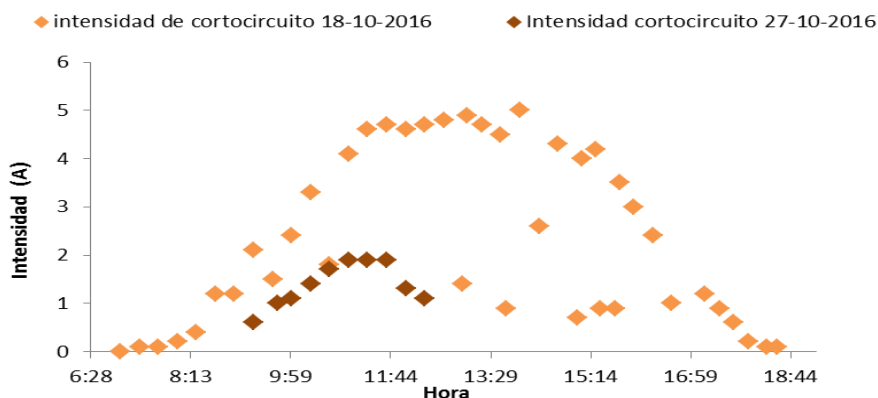


Figura 15. Gráfico de la intensidad de cortocircuito para los diferentes días de ensayo.

La Figura 15 muestra la intensidad de cortocircuito en el tiempo durante los dos ensayos. Se puede observar cómo está relacionada con la cantidad de radiación que llega al módulo, ya que cuanto menor es el valor la de radiación, como ocurre en el segundo día de ensayo, menor es el valor de la intensidad de cortocircuito. También el punto de máxima temperatura no coincide con el punto de máxima corriente por lo que se puede ver cómo también la intensidad es afectada por las temperaturas altas de la superficie, no dejando llegar a los valores descritos en las condiciones de verificación estándar del fabricante. El voltaje de circuito abierto de los dos ensayos (Figura 16) muestra un valor muy parecido, que provoca que esas diferentes temperaturas o radiaciones no afecten a esa variable.

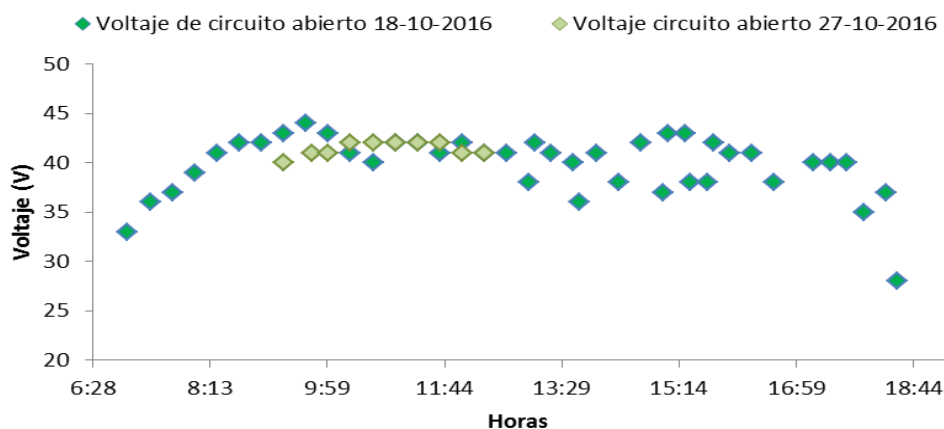


Figura 16. Gráfico del voltaje de circuito abierto para los diferentes días de ensayo.

Conclusiones

Se pudo comprobar el comportamiento de los parámetros que caracterizan la operación de la manta flexible EPV144S en diferentes condiciones del clima tropical de Cuba. Los resultados que se reflejan en el trabajo corresponden a variaciones de la radiación global entre 5 W/m^2 y $1\,025 \text{ W/m}^2$, temperatura ambiente $24,4\text{-}31,9^\circ\text{C}$, temperatura en la superficie de la manta $24,1\text{-}54,6^\circ\text{C}$, intensidad de cortocircuito entre 0 y 5 A y tensión a circuito abierto desde 33 V y hasta 44 V.

Cuando se comparan las variaciones entre las condiciones estándar de operación de las mantas flexibles a 25°C (valor fijo) y las condiciones de temperatura promedio de la superficie de la manta $41,67^\circ\text{C}$, la producción de electricidad disminuye en, aproximadamente, un 17 %. Para estas condiciones la temperatura ambiente promedio fue de $29,32^\circ\text{C}$.

Los efectos de la nubosidad representan la causa fundamental de la variación brusca de potencia de las mantas flexibles, lo cual, en la actualidad, se soluciona en los sistemas conectados a red haciendo uso de las potencialidades de los inversores. Para el caso de estudio se produjeron cambios de hasta un 79,8 % en la variación de la potencia por esta causa.

Recomendaciones

1. A partir de las mediciones durante los ensayos de otros parámetros, como la humedad relativa y las diferencias de temperatura entre el suelo lejos de la manta y debajo de ella, se recomienda en próximos trabajos considerar estas variables en relación a los fenómenos de transferencia de calor presentes.
2. Realizar mediciones de las mantas con diferentes orientaciones e inclinaciones, para obtener resultados que permitan apoyar la toma de decisiones en la implementación de esta tecnología.

Referencias bibliográficas

ARGOTA, D. 2013: Estudio del comportamiento de las cargas eléctricas del sector residencial en Cuba. *Ciencia & Futuro* 3(3): 11-25.

- BLANCO, M. E. 2016: *Integración de la energía solar fotovoltaica en edificios multifamiliares del municipio de Moa*. Instituto Superior Minero-Metalúrgico de Moa, Holguín, Cuba.
- FERNÁNDEZ, A. 2014: Los países con más energías renovables del mundo. Consultado: 10 nov 2016. Disponible en: http://www.consumer.es/web/es/medio_ambiente/energia_y_ciencia/2014/07/17/220280.php
- LORENZO, E. 2014: *Electricidad solar fotovoltaica*. Ed. ProgenSA, Sevilla.
- MARTÍN, N. 2011: *Integración de la energía fotovoltaica en edificios*. Ed. ProgenSA, Sevilla.
- NOWAK, S. 2016: *Trends 2016 in photovoltaic applications foreword*. IEA International Energy Agency, Sweden.
- PCE-IBÉRICA. Características técnicas Comprobador de módulos solares EVOMEX Solarmex 1000. Consultado: 21 nov 2016. Disponible en: <http://www.pce-iberica.es/medidor-detalles-tecnicos/instrumento-de-radiacion/comprobador-modulo-solarmex1000.htm>
- PCE-IBÉRICA. Características técnicas de la estación meteorológica WatchDog. Consultado: 21 nov 2016. Disponible en: <http://www.pce-iberica.es/medidor-detalles-tecnicos/logger-de-datos/logger-datos-watchdog-500.htm>
- PCE-IBÉRICA. Características técnicas termómetro infrarrojo PCE-IR 425. Consultado: 21 nov 2016. Disponible en: www.pce-iberica.es/medidor-detalles-tecnicos/instrumento-de-temperatura/termometro-infrarrojo-pce-ir425.htm
- RESIGUM. 2014: Módulo fotovoltaico amorfo 144S (p. 4).
- SARMIENTO, A. 2013: *Energía Solar Fotovoltaica*. Ed. Académica.
- WENHUA, X. 2016: *International training course on solar energy*. M. d. C. d. I. R. d. China Ed. 1 ed.